مدينة الملك عبد العزيز للعلوم والتقنية

المنظمة العربية للترجمة

فرانك جان   مارك كوك   مارك غراهام

استكشاف الهيدروكربون وإنتاجه

ترجمة

كتب أعلام وقادة الفكر العربي والعالمي
لمتابعة الكتب التي نصورها ونرفعها لأول مرة
على الروابط التالية

المحتويــات

تقديـــم

سلسلة كتب التقنيات الاستراتيجية
مبادرة الملك عبد الله للمحتوى العربي

يطيب لي أن أقدم لهذه السلسلة التي جرى انتقاؤها في مجالات تقنية ذات أولوية للقارئ العربي في عصر أصبحت فيه المعرفة محركاً أساسياً للنمو الاقتصادي والتقني، ويأتي نشر هذه السلسلة بالتعاون بين مدينة الملك عبد العزيز للعلوم والتقنية والمنظمة العربية للترجمة، ويقع في إطار تلبية عدد من السياسات والتوصيات التي تعنى باللغة العربية والعلوم، ومنها:

أولاً: البيان الختامي لمؤتمر القمة العربي المنعقد في الرياض 1428هـ 2007م الذي يؤكد ضرورة الاهتمام باللغة العربية، وأن تكون هي لغة البحث العلمي والمعاملات حيث نصّ على ما يلي: (وجوب حضور اللغة العربية في جميع الميادين، بما في ذلك وسائل الاتصال، والإعلام، والإنترنت وغيرها).

ثانياً: «السياسة الوطنية للعلوم والتقنية» في المملكة العربية السعودية التي انبثق عنها اعتماد إحدى عشرة تقنية إستراتيجية هي: المياه، والبترول والغاز، والبتروكيميائيات، والتقنيات المتناهية الصغر (النانو)، والتقنية الحيوية، وتقنية المعلومات، والإلكترونيات والاتصالات والضوئيات، والفضاء والطيران، والطاقة، والمواد المتقدمة، والبيئة.

ثالثاً: مبادرة الملك عبد الله للمحتوى العربي التي تفعّل أيضاً ما جاء في البند أولاً عن حضور اللغة العربية في الإنترنت، حيث تهدف إلى إثراء المحتوى العربي عبر عدد من المشاريع التي تنفذها مدينة الملك عبد العزيز للعلوم والتقنية بالتعاون مع جهات مختلفة داخل المملكة وخارجها. ومن هذه المشاريع ما يتعلق برقمنة المحتوى العربي القائم على شكل ورقي وإتاحته على

شبكة الإنترنت، ومنها ما يتعلق بترجمة الكتب الهامة، وبخاصة العلمية، مما يساعد على إثراء المحتوى العلمي بالترجمة من اللغات الأخرى إلى اللغة العربية بهدف تزويد القارئ العربي بعلم نافع مفيد.

تشتمل السلسلة على ثلاثة كتب في كلٍّ من التقنيات التي حددتها «السياسة الوطنية للعلوم والتقنية». واختيرت الكتب بحيث يكون الأول مرجعاً عالمياً معروفاً في تلك التقنية، ويكون الثاني كتاباً جامعياً، والثالث كتاباً عاماً موجهاً إلى عامّة المهتمين، وقد يغطّي ذلك كتاب واحد أو أكثر. وعليه، تشتمل سلسلة كتب التقنيات الاستراتيجية والمتقدمة على ما مجموعه ثلاثة وثلاثون كتاباً مترجماً، كما خصص كتاب إضافي منفرد للمصطلحات العلمية والتقنية المعتمدة في هذه السلسلة كمعجم للمصطلح.

ولقد جرى انتقاء الكتب وفق معايير، منها أن يكون الكتاب من أمهات الكتب في تلك التقنية، ولمؤلفين يشهد لهم عالمياً، وأنه قد صدر بعد عام 2000، وأن لا يكون ضيّق الاختصاص بحيث يخاطب فئة محدودة، وأن تكون النسخة التي يترجم عنها مكتوبة باللغة التي ألّف بها الكتاب وليست مترجمة عن لغة أخرى، وأخيراً أن يكون موضوع الكتاب ونهجه عملياً تطبيقياً يصبّ في جهود نقل التقنية والابتكار، ويساهم في عملية التنمية الاقتصادية من خلال زيادة المحتوى المعرفي العربي.

إن مدينة الملك عبد العزيز للعلوم والتقنية سعيدة بصدور هذه المجموعة من الكتب، وأود أن أشكر المنظمة العربية للترجمة على الجهود التي بذلتها لتحقيق الجودة العالية في الترجمة والمراجعة والتحرير والإخراج، وعلى حسن انتقائها للمترجمين المتخصصين، وعلى سرعة الإنجاز، كما أشكر اللجنة العلمية للمجموعة التي أنيط بها الإشراف على إنجازها في المنظمة وكذلك زملائي في مدينة الملك عبد العزيز للعلوم والتقنية الذين يتابعون تنفيذ مبادرة الملك عبد الله للمحتوى العربي.

الرياض 20/ 3/ 1431 هـ
رئيس مدينة الملك عبد العزيز للعلوم والتقنية
د. محمد بن إبراهيم السويل

المؤلّفون الرئيسيّون

عَمِل فرانك جان (Frank Jahn) كجيولوجي نفط في بروناي، تايلاند، هولندا، المملكة المتحدة وأستراليا. وبعد 11 سنة من العمل في شركة نفط متعددة الجنسيات أنشأ تراكس انترناشونال في عام 1992. يدَرّس جان دورات تدريبية متخصصة مرتبطة باستكشاف وتطوير حقول النفط على نطاق عالمي، وخاصة برامج تطوير خريجي الجامعة. يقيم حالياً في بيرث (Perth) بأستراليا حيث يعمل كاستشاري نفط.

انضم مارك كوك (Mark Cook) إلى صناعة النفط في عام 1981 كمهندس خزّان، وعَمِل في شركات نفط متعددة الجنسيات في هولندا، عُمان، تنزانيا والمملكة المتحدة. في عام 1992 شارك في إنشاء شركة تراكس انترناشونال، حيث يشغل منصب المدير التنفيذي ويقيم في اسكتلنده. تنصَب اهتماماته التقنية المحددة على هندسة النفط، وتحليل المخاطر، والاقتصاد، وقد استمر في تطوير دورات التدريب وتدريسها.

لدى مارك غراهام (Mark Graham) 29 سنة خبرة في صناعة النفط، وقد عَمِل في البداية كمهندس تسجيل آبار مع شركة شلمبرجيه (Schlumberger) في الشرق الأوسط، تبعها أكثر من 11 سنة من العمل مع شركة نفط متعددة الجنسيات بمجالي التشغيل والهندسة النفطية في الشرق الأقصى وبحر الشمال. شارك في إنشاء شركة تراكس انترناشونال، حيث يشغل منصب مدير، مسؤول حالياً عن تطوير الأعمال العامة، بالإضافة إلى عمله كمهندس نفط واقتصادي ومدير مشروع.

مقدّمة

حول هذا الكتاب

يأخذ كتاب «استكشاف الهيدروكربون وإنتاجه» القارئ عبر كل مراحل عمر حقل بترول أو غاز، بدءاً من كسب الدخول إلى فرصة مناسبة، عبر التنقيب والتقييم وتطوير التخطيط والإنتاج، وأخيراً إلى إيقاف التشغيل نهائياً. يوضح بشكل مباشر البيئة المالية والتجارية التي يحدث بها تطور حقل نفط أو غاز.

هذه المقدّمة الشاملة والحالية لصناعة متنامية، مفيدة لمحترفي الصناعة الراغبين باطّلاع أفضل على الطرائق الأساسية والتجارية والمبادئ والتقنيات المستخدمة. وهو موجّه إلى القراء الذين يقدمون خدمات داعمة لصناعة متنامية.

يعقد الكتاب بين العديد من الروابط التخصصية ضمن الصناعة بطريقة واضحة ومختصرة، بينما يوضح السبب التجاري للنشاطات المتضمنة في العمل ـ يبدأ كل فصل بإيضاح التطبيق التجاري للموضوع. الرسوم العديدة واضحة ووفيرة ومصممة لرفع الفائدة إلى الحد الأقصى، بينما تحوي التفاصيل الضرورية لحفظ الموثوقية التقنية.

كل المؤلّفين هم مستشارون ممارسون في العمل، وضَمَنوا كل التطورات الرئيسية في الصناعة في هذه النسخة الأخيرة، وتشمل الطرائق التقنية لتقييم الحقل وتطويره والتقنيات المستخدمة لتدبير الأخطار في العمل.

تراكس TRACS الدولية زودت التدريب والاستشارات بالمواضيع المرتبطة بالاستكشاف والإنتاج للعديد من الزبائن من كل العالم منذ 1992 . طوّر هذا الكتاب تدريجياً من مواد مقرر تدريسي، ومن المناقشات مع الزبائن والمواد المتوفرة في القطاع المدني.

ف. جان

ام. كوك

ام. غراهام

الفصل الأول

دورة حياة الحقل

The Field Life Cycle

مقدّمة والتطبيق التجاري: تقدم هذا الفقرة نظرة شاملة عن النشاطات التي تجرى في المراحل المتعددة لتطور الحقل. تطلق كلّ مرحلة لحاجة تجارية مرتبطة بطور خاص.

1-1 طور كسب الدخول Gaining access phase

الخطوة الأولى التي تباشر بها شركة نفط في استكشاف الهيدروكربون وإنتاجه هو أن تقرر ما هي المناطق ذات الاهتمام في العالم. يتضمن هذا تقييم المظاهر التقنية والسياسية والاقتصادية والاجتماعية والبيئية للمنطقة المعتبرة. يجب أن تتضمن المظاهر التقنية حجم الهيدروكربون المحتمل إيجاده وإنتاجه من المنطقة، وهذا يتضمن دراسات كشفية (scouting studies) باستخدام المعلومات العامة أو إعداد (commissioning) مراجعة إقليمية، واعتبار التحديات التقنية التي تواجه الاستكشاف والإنتاج، مثلاً في المياه البحرية العميقة.

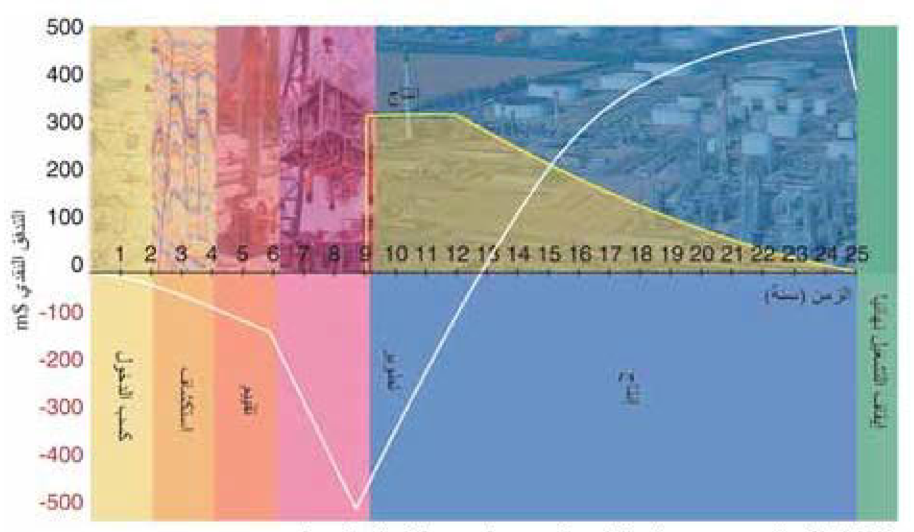
تتضمن الاعتبارات السياسية والاقتصادية نظام الحكم واستقرار الدولة واحتمال تأميم صناعة النفط والغاز والحظر الحالي والاستقرار المالي والمستويات الضريبية والقيود على تحويل الأرباح والسلامة الشخصية والتكاليف المحلية والتضخّم المالي ومعدل الصرف النقدي المحتمل.

ستتضمن الاعتبارات الاجتماعية خطر الاضطراب الشعبي وتوفر العمالة الماهرة المحلية والتدريب المحلي المطلوب ودرجة الجهود المطلوبة لإقامة وجود محلي وإشغال السكان المحليين بشكل إيجابي. وعلى الشركة الأخذ بعين الاعتبار الحذر المطلوب لحماية البيئة من الضرر أثناء العملية، وأي تشريع محلي. وقد يوجد كذلك موضوع مهم يجب اعتباره عند القيام بعمل تجاري في دولة لا يتوافق نظامها السياسي والاجتماعي مع موافقة الحكومة في بلد الشركة أو مع المساهمين في الشركة. وأخيراً، سيشير تحليل المنافسة فيما إذا كان للشركة أفضلية. وفيما لو كان لدى الشركة وجود مسبق في البلد بمصلحة تجارية، مثل التصفية والتوزيع، فيمكن استخدام الخبرة المكتسبة من هذه المناطق.

إن حوالى 90٪ من احتياطي النفط والغاز مملوكة ومدارة من قبل شركات النفط الوطنية (National Oil Companies (NOCs))، أرامكو السعودية (Saudi Aramco) (المملكة العربية السعودية)، وبتروناس (Petronas) (ماليزيا)، وبيمكس (Pemex) (المكسيك). حتى تستطيع شركة مستقلة الفوز بمشاركة مباشرة في نشاطات التنقيب والتطوير والإنتاج في دولة، تحتاج أولاً لتطوير اتفاقية مناسبة مع الحكومة، ممثلة أحياناً بشركة النفط الوطنية.

قد تعلن الدعوة إلى المشاركة علناً بجولة ترخيص (licensing round)، كما سيناقش في الفصل الثاني. وبدلاً من ذلك قد يتم الاتفاق بشكل سري مع شركة النفط الوطنية. حتى يتم الفوز بموقع مميّز في العملية، يجب على شركة نفط أن تبذل الجهود لفهم الظروف المحلية، وقد يتم ذلك بتحقيق وجود صغير في الدولة تقام من خلاله العلاقات مع ممثلي الحكومة الرئيسيين مثل وزارة النفط والغاز ودائرة الشؤون البيئية والسلطات المحلية.

قد يؤدي فهم الظروف المحلية ومتطلبات الدولة والعلاقات المقامة، إلى اتفاق مباشر للمشاركة في أو الفوز بموقع مميّز عند تقديم العروض العلني. وقد يكون الاستثمار الذي تمّ في طور كسب الدخول عالياً، وخاصة فيما يخص الزمن والتزام الممثلين ـ قد يستغرق عقداً من الزمن إقامة الأساس قبل رؤية نتيجة ملموسة، لكن هذا جزء من عملية استثمار استكشاف الهيدروكربون وإنتاجه.



الشكل (1-1): دورة حياة الحقل والتدفق النقدي الإجمالي النمطي (cash flow).

2-1 طور الاستكشاف Exploration phase

يقوم الجيولوجيون لأكثر من قرن بالبحث عن النفط. وقد تم خلال هذه الفترة تحقيق اكتشافات هامة في العديد من الأماكن في العالم. مع ذلك، من المحتمل جداً أن تكون الحقول «العملاقة» قد اكتشفت سلفاً، وأن الاكتشافات المستقبلية ستكون حقولاً أصغر وأكثر تعقيداً.

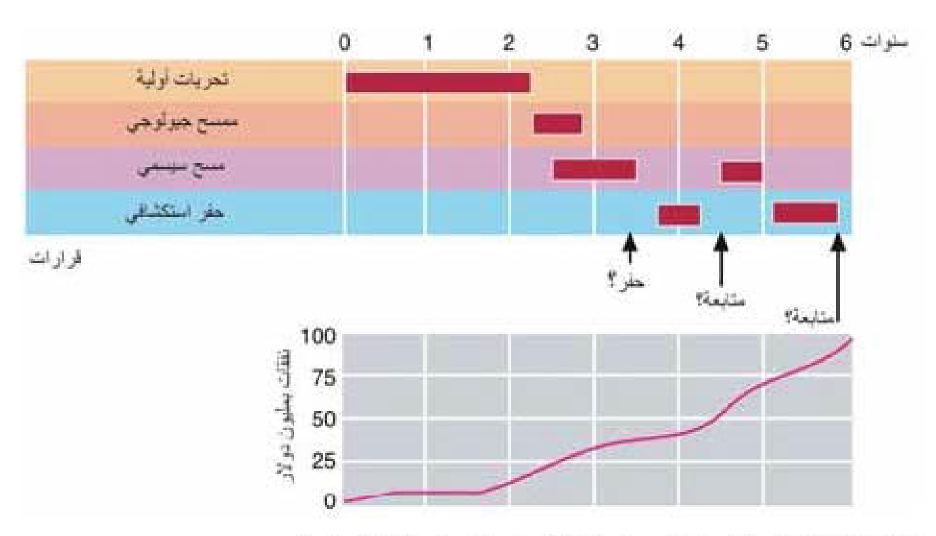
هذا صحيح بشكل خاص بالنسبة إلى المناطق الناضجة مثل بحر الشمال والمياه الضحلة في خليج المكسيك (Gulf of Mexico (GoM)).

لحسن الحظ، لقد حسّنت تقنيات الاستكشاف الجديدة فهم الجيولوجيين وزادت كفاءة الاستكشاف. مع أن الأهداف تصغر، لكن الاستكشاف وآبار التقييم يمكن أن يتم بدقة أعلى وفرصة نجاح أكبر.

بالرغم من هذه التحسينات، يبقى الاستكشاف نشاطاً عالي الخطورة. يملك العديد من شركات النفط والغاز العالمية ملفات (portfolios) لاهتمامات استكشافية ضخمة، كل منها له مميّزاته الجيولوجية والمالية واحتمالات مختلفة بإيجاد النفط والغاز. تمثل إدارة مثل هذه المواضيع الاستكشافية والعمليات المرافقة في العديد من الدول مهمة كبيرة.

حتى لو كانت الظروف الجيولوجية واعدة بوجود الهيدروكربون، يجب أن

تكون الظروف السياسية والمالية للدولة المضيفة مناسبة للنجاح التجاري لمغامرات (ventures) الاستكشاف. إن المسافة للأسواق المحتملة ووجود الأساس وتوفر وجود القوة العاملة الماهرة هي عوامل إضافية تحتاج إلى تقييم قبل القيام بأي التزام طويل المدى.



الشكل (1-2): المراحل الزمنية والنفقات لبرنامج استكشاف نمطي.

يتم الاستثمار في الاستكشاف عادة قبل سنوات من وجود الفرصة بإنتاج النفط (الشكل 1 ـ 2). في هذه الحالات يجب أن يكون لدى الشركات خطة واحدة على الأقل يمكن فيها الحصول على مكافأة محتملة من الإنتاج النهائي لتبرير الاستثمار في الاستكشاف.

من المعتاد أن تعمل شركة لسنوات على منطقة واحدة قبل أن يتم الشروع بحفر بئر (أو ضربة مسحاة spudding ـ تعبير صناعي عن بدء الحفر). خلال هذه الفترة يُدرس التاريخ الجيولوجي للمنطقة ويُقيّم احتمال وجود الهيدروكربون. يجب قبل بدء حفر البئر الأولى وضع برنامج لذلك.

إن العمل الحقلي والمسح المغنطيسي والمسح الجاذبي والمسح السيسمي هي الأدوات التقليدية المستخدمة. سيطلعكم «الاستكشاف» في الفصل الثالث على تفصيل أوسع لأدوات الاستكشاف والتقنيات الأكثر تطبيقاً.

3-1 طور التقييم Appraisal phase

حالما تتمّ مواجهة الهيدروكربون في بئر استكشافية، يجب بذل جهد كبير لتقييم أهمية المكتشف بدقة. إن كمية المعطيات المحصَّل عليها لا تقدم حتى الآن صورة دقيقة عن حجم المكمن وشكله وقدرته الإنتاجية.

يجب الأخذ بعين الاعتبار في هذه المرحلة أربعة خيارات:

- متابعة التطوير وبالتالي تقديم دخل (income) خلال فترة قصيرة من الزمن. الخطورة هي أن يكون الحقل أكبر أو أصغر من المتوقع، فقد تكون الإمكانات أكبر أو أصغر حجماً لذا ستتأثر ربحية المشروع.
- إنجاز برنامج تقييم بهدف رفع فعالية التطوير التقني. سيؤخر هذا إنتاج «النفط الأول» من الحقل لسنوات، وقد يضيف إلى الاستثمار الأوّلي المطلوب. مع ذلك، فقد تتحسن الربحية من المشروع.
- لبيع الاكتشاف، تتطلب الحالة إعادة تقييم. تختص بعض الشركات بتطبيق مهاراتها الاستكشافية، بدون نية للاستثمار في طور التطوير. فهم يقدمون ربحاً لشركتهم ببيع الاكتشاف ثم ينتقلون إلى الاستكشاف في موقع جديد.
- عدم فعل أي شيء. هذا دوماً خيار، مع أنه ضعيف وقد يؤدي إلى كبت من ناحية حكومة الدولة المضيفة، مما قد يؤدي إلى تطبيق نزع حق الشركة فيما لو استمرت شركة النفط بتأخير العمل.

في الحالة الثانية، يهدف التقييم إلى تخفيض الشكوك، وخاصة فيما يتعلق بالحجوم الموجودة القابلة للإنتاج من التشكّل (structure). بالتالي يهدف التقييم بمفهوم تطوير الحقل إلى عدم إيجاد حجوم إضافية من النفط أو الغاز! سيتم تقديم وصف أكثر تفصيلاً عن التقييم في الفصل الثامن.

بعد تحديد وجمع معطيات كافية لتقدير أولي للاحتياطي، تكون الخطوة التالية البحث في الخيارات المتعددة لتطوير الحقل. إن هدف دراسة الجدوى (feasibility study) هي توثيق الخيارات التقنية المتعددة، التي يكون واحد منها على الأقل قابل للتطبيق من الناحية الاقتصادية. سوف تحتوي الدراسة على خيارات تطوير تحت السطح، وتصميم العملية، وحجوم المعدّات، والمواقع

المقترحة (مثلاً، المنصّات البحرية)، وإجلاء الخام، ومنظومة التصدير. يجب أن يرافق الحالات المعتبرة تقدير الكلفة وجدولٌ زمنيٌ للتخطيط. تعطي مثل هذه الوثيقة نظرة شاملة كاملة لكلّ المتطلبات والفرص والمخاطر والمعيقات.

4-1 تخطيط التطوير Development planning

يمكن، بناء على نتائج دراسة الجدوى، بفرض أن خياراً واحداً على الأقل قابل للتطبيق اقتصادياً، أن تصاغ خطة تطوير الحقل (Field Development Plan (FDP) وتنفّذ لاحقاً. إن الخطة وثيقة مفتاحية تستخدم لإنجاز اتصالات مناسبة ومناقشة وموافقة على النشاطات المطلوبة لتطوير حقل جديد، أو توسيع لتطوير قائم.

إن الهدف الرئيسي لخطة تطوير الحقل وضع مواصفات مبدئية للمشروع وللمنشآت تحت السطح وعلى السطح، وللفلسفة العملياتية والصيانة المطلوبة لدعم أيّ اقتراح للاستثمار المطلوب. يجب أن تقدم للإدارة والمساهمين الثقة بأن كل مناحي المشروع قد عُرِفت وأخذت بعين الاعتبار ونوقشت مع الأطراف المعنية. وبشكل خاص يجب أن تشمل:

- أهداف التطوير.
- معطيات الهندسة النفطية.
- مبادئ التشغيل والصيانة.
- وصفاً للمنشآت الهندسية.
- تقدير الكلفة والقوة البشرية.
- تخطيط المشروع.
- مختصراً لاقتصاديات المشروع.
- مقترحاً للميزانية.

حالما تتمّ الموافقة على خطة تطوير الحقل، تُتَّبَع بسلسلة من النشاطات السابقة للإنتاج الأول من البئر، وهي:

- خطة تطوير الحقل.

- تصميم مفصل للمنشآت.
- تدبير لمواد البناء (procurement).
- تصنيع المنشآت (fabrication).
- إقامة المنشآت (installation).
- وضع كلّ المصنع والمعدّات في الخدمة.

5-1 طور الإنتاج Production phase

يبدأ طور الإنتاج مع تدفق أول كمية من الهيدروكربون من فوهة البئر. يحدد هذا نقطة تحول من ناحية تدفق النقد (cash flow)، لأنه سيبدأ من الآن فصاعداً الدخل النقدي والذي يمكن استعماله في تسديد الاستثمار السابق، أو يمكن إتاحته لمشاريع جديدة. إن تخفيض الزمن بين بداية حملة الاستكشاف و«النفط الأول» هو واحد من أهم أهداف أي مجازفة.

يقوم تخطيط التطوير والإنتاج عادة على منحني الإنتاج المتوقع (production profile) الذي يعتمد بشدة على الآلية التي تزود القوة الدافعة في الخزّان. يحدد منحني الإنتاج التسهيلات المطلوبة وعدد الآبار المطلوب حفرها وأطوارها. يميز منحني الإنتاج الظاهر في الشكل (1 ـ 1) بثلاثة أطوار:

1 ـ فترة التنامي (build-up period) في هذه الفترة تدخل الآبار المنتجة في التيار.

2 ـ فترة الاستقرار (plateau period) في البداية يمكن استمرار إدخال بعض الآبار الجديدة في التيار، لكن الآبار الأقدم تبدأ بالتراجع. تعمل منشآت الإنتاج بطاقتها القصوى، ويتم الحفاظ على مستوى ثابت من الإنتاج. تمتد هذه الفترة من 2 ـ 5 سنوات بالنسبة إلى حقل نفطي، لكن أطول بالنسبة إلى حقل غازي.

3 ـ فترة الانحدار (decline period) تُظهر كل الآبار المنتجة في هذه الفترة (وهي الأطول عادة) هبوطاً في الإنتاج.

6-1 وقف التشغيل النهائي Decommissioning

ينتهي العمر الاقتصادي للمشروع عادة (economic lifetime) حالما يصبح تدفق النقد سالباً بشكل دائم، في تلك اللحظة يوقف تشغيل الحقل نهائياً. لأنه

باقتراب نهاية حياة الحقل يصبح الإنفاق المالي واستهلاك الموجودات مهملاً عموماً، يمكن تعريف إيقاف التشغيل الاقتصادي بأنه النقطة عندما يصبح الدخل الإجمالي غير كافٍ لتغطية كلفة التشغيل والأتاوة (royality). بالطبع يمكن الاستمرار، تقنياً، بالإنتاج من الحقل، لكن بخسارة مالية.

لدى معظم الشركات على الأقل طريقتان لتأخير إيقاف تشغيل حقل نهائياً أو إقامته:

أ ـ خفض نفقات التشغيل، أو

ب ـ رفع إنتاجية الهيدروكربون.

في بعض الحالات، حيث يكون النفط عرضة لضريبة عالية، يمكن التفاوض لتخفيض الضريبة، لكن عموماً تتوقع الحكومات المضيفة بحث كافة الموانع الأخرى.

تشكّل تكاليف الصيانة والتشغيل المصاريف العظمى في آخر حياة الحقل. هذه التكاليف مرتبطة بشدة بعدد العاملين اللازمين لإدارة المشروع، وبكمية الأجهزة التي يديرونها للحفاظ على استمرار الإنتاج. قد يكون لمواصفات نوعية المنتج وزمن تشغيل المعمل وقع كبير على التكاليف الجارية.

بينما يقترب إيقاف التشغيل النهائي، يمكن اعتبار الاستعادة المعززة (enhanced recovery)، مثل التعويم الكيميائي كوسيلة لاستعادة جزء من الهيدروكربون المتبقي بعد الإنتاج الأولي. إن قابلية تطبيق مثل هذه التقانات حساسة جداً لأسعار النفط، وبينما يطبق بعضها على التطوير على القارة، فيمكن أن يكون تبرير تطبيقها على البحر أقل.

عندما يصبح الإنتاج من الخزّان لا يكفي التكاليف الجارية، لكن العمر التقني للمنشأة لم ينقض، قد يكون هنالك فرصة متاحة لتطوير الاحتياطي من خلال البنية التحتية القائمة. أصبح هذا شائعاً بشكل متزايد حيث تكون البنية التحتية مقامة سلفاً، ويستغل لتطوير حقول أصغر مما هو متوقع. ليست بالضرورة هذه الحقول مملوكة من الشركة التي تدير المنشآت المضيفة، في هذه الحالة يتم التفاوض على نفقات خدمة (تعرفة Tariff) لاستخدام منشآت طرف ثالث.

في النهاية، يستنزف كافة الاحتياطي القابل للاستعادة اقتصادياً، ثم يوقف تشغيل الحقل نهائياً. يجري حالياً التفكير كثيراً لإيقاف التخطيط لاستنباط إجراءات لتخفيض، للحد الأدنى، التأثيرات البيئية بدون التعرض لمزيد من النفقات. يمكن قطع المنصّات الفولاذية إلى عمق متفق عليه تحت سطح البحر أو الإطاحة بها في المياه العميقة، بينما يمكن تعويم المنشآت البيتونية وسحبها بعيداً أو إغراقها في المحيط العميق. ويمكن إفراغ الأنابيب وتركها في المكان. قد يكون هنالك فرص لاستخدام المنصّات في المياه المدارية الضحلة كأرصفة صنعية في مواقع بحرية مختارة.

إن نفقات إدارة توقيف التشغيل النهائي موضوع يجب على معظم الشركات أن تواجهه في وقت ما. في المواقع القارية، يمكن إغلاق الآبار وتفكيك منشآت المعالجة تدريجياً، مما يجنّب مستوى تكاليف عالية بينما ينضب الهيدروكربون. يمكن أن تكون تكاليف إيقاف التشغيل النهائي البحري مهمة جداً، وأقل انتشاراً، لأنه يصعب إزالة المنصّات بطريقة تدريجية. إن الطريقة التي يتم بها التدبير لهذه التكاليف تعتمد جزئياً على حجم الشركة المتورطة، وعلى أحكام الضريبة السائدة.

يكون عادة، لكلّ شركة ملف أصول (assets portfolio) موجود في كلّ مراحل دورة الحياة. سيساعد التدبير المناسب لقاعدة الموجودات على اختيار الأفضل للمصادر المالية والتقنية والمصادر البشرية.

الفصل الثاني

الاتفاقات النفطية وتقديم العروض

Petroleum Agreements and Bidding

مقدّمة والتطبيق التجاري: عندما تعلن دولة مضيفة عن نيّتها بمنح مساحات للاستكشاف، فلدى شركة النفط فرصة لكسب الدخول. في هذه الفقرة، سنقدم صيغة الدعوة إلى تقديم العروض والاتفاقية التي يمكن لشركة النفط أن تنافس لاستكشاف تلك المساحة. يوجد نوعان عريضان لاتفاقية النفط: اتفاقيات امتياز (licence agreements) واتفاقيات عقدية (contract agreements).

في اتفاقيات الامتياز تصدر الدولة حقوقاً شاملة لشركة النفط للاستكشاف في مساحة محددة. تمول العمليات من حامل الامتياز، الذي يبيع أيضاً الإنتاج، غالباً ما يسوق ملكية على الإنتاج، ويسوق دوماً ضرائب على الأرباح. يدّعي هذا النظام المالي أحياناً نظام الضريبة والملكية (tax and royalty system). قد تصر الحكومة على مستوى إجباري من مشاركة الدولة.

في الاتفاقيات العقدية، تحصل شركة النفط على الحقوق لمنطقة من خلال عقد مع الحكومة أو ممثلها (شركة النفط الوطنية). جوهرياً، تعمل الشركة كمتعهد للحكومة، وكذلك تموّل كلّ العمليات. مع ذلك، في هذه الحالة، الحق الشرعي للهيدروكربون المنتج محجوز للحكومة، وتعوض شركة النفط عن تكاليفها وتزوّد بحصة من الأرباح، إما نقداً أو مثيله (مثلاً: حصة من الهيدروكربون المنتج). إن الصيغة الأكثر شيوعاً من هذه النوع من الاتفاقيات هو عقد مشاركة الإنتاج (Production Sharing Contract (PSC))، ويسمى أيضاً

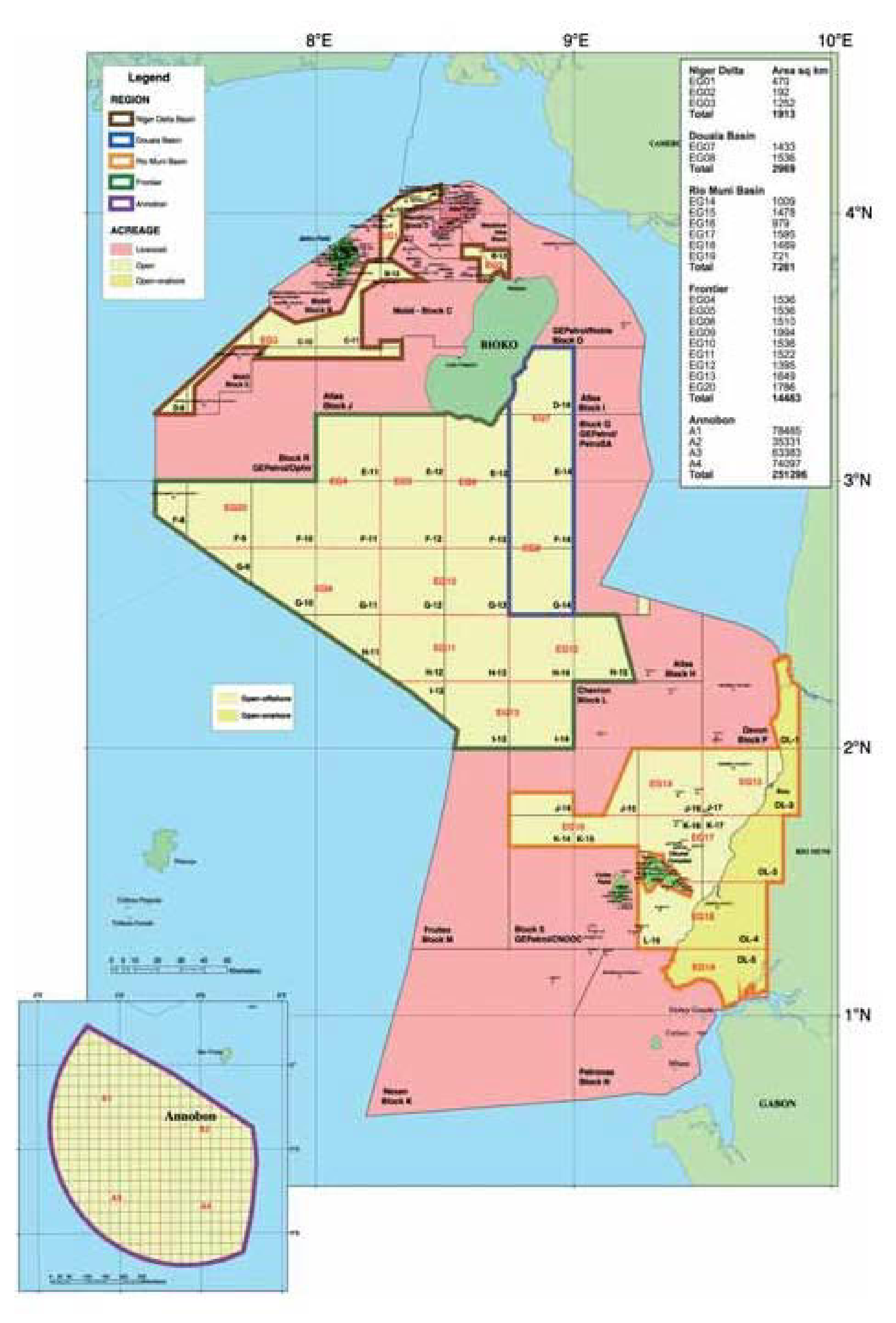
اتفاقية مشاركة الإنتاج ((Production Sharing Agreement (PSA))، ومزيد من التفاصيل ستقدم في الفصل الرابع عشر.

2 ـ 1 الدعوة إلى تقديم العروض The Invitation to bid

كما أشار الفصل الأول، يقع ما بقي من احتياطي هيدروكربون العالم تحت سيطرة شركات النفط الوطنية، وهذا عادة سوف يطور من قبل شركات النفط الوطنية. الاستثناء من هذا يعود إلى أسباب مختلفة. قد لا تملك الشركة الوطنية الخبرة المحلية المطلوبة، قد لا تملك الحكومة المضيفة السيولة المالية الكافية، أو الكادر البشري أو إن الموجودات غير جذّابة لشركة النفط الوطنية. في مثل هذه حالات، تدعو الحكومة طرفاً ثالثاً إلى المشاركة في المنطقة. قد تعلن هذه الفرصة في الإعلام العالمي والمجلات التجارية أو بدعوات محددة. ما يلي (الشكل 2 ـ 1) دعوة نمطية لتقديم عروض.

تقسم المنطقة الجغرافية موضوع الاهتمام إلى عدد من الرقع (blocks) بشكل شبكة، عادة مربعة. تختلف مساحة الرقعة من دولة إلى دولة وحتى من منطقة إلى أخرى في بعض الحالات. على سبيل المثال، رقع امتياز بحر الشمال العائدة إلى المملكة المتحدة 10 x 20 كم، الرقع النرويجية 20 x 20 كم، رقع خليج المكسيك 3 x 3 ميل، ورقع المياه العميقة العائدة لأنغولا 100 x 50 كم تقريباً (وتتبع تقريباً شكل خط الشاطئ، كما يظهر بالشكل 2 ـ 2).

على الحكومة أن تقرر بحريتها، أي الرقع ترغب بإدخالها في أي دورة تقديم عروض(bidding round)، ولكن كثيراً ما يوجد تقدم جغرافي، لنقل من المياه الضحلة إلى المياه الأعمق مع مرور الزمن.



الشكل (2 ـ 1) : خريطة امتياز ليونْ رقعة لشجيعية في غينيا الاستوائية (2006).

المصدر : . <http://www.equatorial.com>



الشكل (2 ـ 2) : مثال على رقع امتياز بعيداً عن شاطئ أنغولا.

قد تأتي الدعوة بعدة صيغ. مثلاً، في المملكة المتحدة، تعلن دورات تقديم عروض الامتياز بشكل دوري من قبل دائرة التجارة والصناعة (Department of Trade and Industry (DTI)) لصالح حكومة المملكة المتحدة. ففي عام 2007 كانت المملكة المتحدة تمنح امتيازات في الدورة الرابعة والعشرين للامتيازات البحرية.

تمنح رقع الامتياز المحددة في أيٍّ من دورات الامتياز للمملكة المتحدة، ويترك العارض المهتم لمبادرته لتقييم الرقعة. قد يقوم ذلك على دراسة إقليمية بهدف المضاربة، أنجزت من قبل المستشارين، جعلت ميسّرة لتشترى من قبل المؤلّف، أو بناء على فهم الشركة الشخصي للرقعة، باستخدام المعطيات الإقليمية أو معطيات مشابهة أو أيٍّ من المعلومات المتوفرة في القطاع العام (public domain).

قد تكون الدعوة إلى تقديم العروض ليست للاستكشاف في المساحة. فمثلاً، كانت بعض الرقع الممنوحة من قبل سوناتراك (Sonatrach)، ممثلة الحكومة الجزائرية، من أجل الحقول التي لها سنوات عديدة قيد الإنتاج. في هذه الحالة، تمّ تزويد العارضين المحتملين بما يعادل مذكرة معلومات (Information Memorandum (IM)) . تتضمن هذه المعلومات كلاًّ من المعطيات التقنية للحقل، مثل تاريخ الإنتاج من البئر، وتحديد الاتفاقية التجارية المتوقعة للمشاركة من أي مساهم أجنبي. دُعي المساهمون إلى تقديم خطة تطوير مباشرة لزيادة استعادة الحقل فوق الحالة الأساسية. منحت الشروط التجارية جزءاً من الإنتاج الزائد للمساهم كعنصر ربح لمساهمتهم.

2 ـ 2 الدوافع وصيغة العرض Motivation and form of bid

إن دوافع الحكومة لمنح فرصة استكشاف في رقعة، هي لتشجيع المساهمة بصيغة نشاطات استكشافية، مثل إجراء مسح سيسمي وحفر استكشافي، بهدف التطوير فيما لو كان الاستكشاف ناجحاً. قد تشكّل علاوة توقيع (signature bonus) جزءاً من ملف العرض. إن الهدف الرئيسي لشركة النفط هو اكتشاف هيدروكربون تجاري ممكن أن تجني أرباحاً منه، بتطوير لاحق، ولذلك تعتبر ربحية الرقعة مع تكاليف الاستكشاف والتطوير المستقبلي. حسابات المجازفة ـ المكافأة هذه مغطاة في الفصل الثالث.

قد تحوي الدعوة إلى تقديم العروض تحديداً لصيغة العرض المطلوبة مع الشروط المالية القابلة للتطبيق في أي تطوير لاحق. قد يتطلب العرض برنامج عمل (work programme) أصغرياً مؤلفاً من الحصول على معطيات سيسمية وعدداً أصغرياً من الآبار. مثلاً، 2000 كيلومتر من التسجيلات السيسمية ثنائية البعد وأربعة آبار. يمكن طبعاً للعارض أن يلتزم بحرية بأكثر من الحد الأدنى، وسيحسن التزاماً أثقل من تنافسية العرض.

من المعتاد إضافة علاوة توقيع إلى برنامج العمل المقدم، في العديد من المناطق، خاصة تلك التي تطبق اتفاقيات مقاسمة الأرباح PSAs. هذا وعد بتقديم مبلغاً نقدياً من العارض الناجح للحكومة عند منح الرقعة. قد يشار إلى علاوة توقيع أصغرية في دعوة تقديم العروض، لكن هذا العنصر من ملف العرض هو أيضاً خيار يقدم من العارض. في الأطوار الأولى من الاستكشاف في حوض، حيث خطورة فشل الاستكشاف عالية، تكون علاوة التوقيع عادة عشرات الملايين من الدولارات. مع ذلك، حالما تتمّ الاكتشافات الأولى في المنطقة، يزداد الاهتمام، ويمكن أن ترتفع علاوات التوقيع الممنوحة للرقع التالية القريبة إلى مئات الملايين من الدولارات. من المهم التأكد بأن علاوة التوقيع هذه، تعتبر حال سَوقها، كلفة مفقودة ويجب إضافتها إلى كلفة الاستكشاف. وليست كلفة تقتطع عند حساب الضريبة على الأرباح المستقبلية.

للعطاء موعد نهائي، بعده تفتح الحكومة العروض المقدّمة، أو شركة النفط الوطنية الممثلة لها. قد يتم هذا علناً أو الأكثر شيوعاً، وراء أبواب مغلقة. قد تعلن العروض الفائزة، أو قد تبقى سرية، يعتمد ذلك على الدولة. يكون المعيار الذي تقارن به العروض عادة هو القيمة الإجمالية لملف العرض ـ مجموع برنامج العمل وعلاوة التوقيع. طبعاً، عندما يكون مجموع القيم للمتنافسين متقاربة، تحتاج الحكومة إلى تقرير الوزن النسبي في المواقع بناء على برنامج العمل مقابل المبلغ النقدي الممنوح كعلاوة توقيع. لا يكون الوزن دوماً واضحاً للعارضين. الاعتبارات الأخرى التي تأخذها الحكومة بعين الاعتبار هي الكفاءة التقنية للعارضين، والسمعة العامة، وأية علاقات فعالة قائمة وأية أسباب استراتيجية تدعو الحكومة إلى تشجيع داخلين إلى المنطقة.

قد تعلن تفاصيل العروض الناجحة للعموم وتنشر، قد تكون جزءاً مفيداً من المعلومات لتقديم العروض المستقبلية ومقارنة شيقة لكلّ عارض لعرضه. تعلن في بعض الحالات، كل العروض، في هذه الحالة تكون الحدود التي فاز بها العارض واضحة ـ يأمل العارض طبعاً، أن لا يكون قد عرض سعراً أعلى من المنافس الأقرب بفارق بسيط، وبذلك «يرسو عليه العرض».

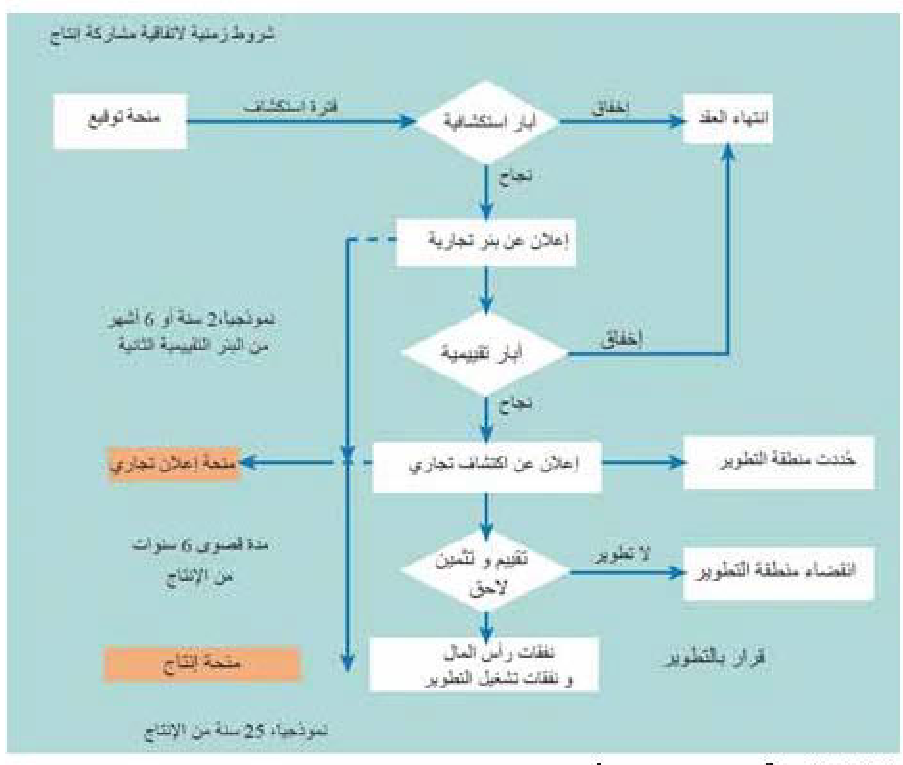
2 ـ 3 منح الرقعة Block award

ينتهي العرض الناجح بمنح الرقعة، وإعطاء الحقوق للاستكشاف. وأي علاوة توقيع ممنوحة يجب أن تحصّل من قبل الحكومة. يوجد غالباً تتابع موصوف سلفاً للوقائع يملي مواعيد إجراء برنامج العمل ويعلن الأهمية التجارية للرقعة ـ ويعني بأن الشركة تنوي التقدم أبعد من مرحلة الاستكشاف إلى مرحلة التقييم والتطوير المحتمل للاكتشاف في الرقعة. تحتاج الشركة في هذه الحالة، لتحويل حقوق الاستكشاف إلى حقوق التطوير في الرقعة.

يظهر الشكل (2 ـ 3) مثالاً على مخطّط زمني لاتفاقية مقاسمة الأرباح لتحويل اتفاقية الاستكشاف إلى اتفاقية إنتاج.

يقوم المعيار على القيمة التجارية للبئر على معدل الإنتاج أثناء اختبار بئر مكتشفة، بينما يعتمد إعلان اكتشاف تجاري (Declaration of a Commercial Discovery (DCD)) على برهنة شركة النفط بأن التطوير الاقتصادي مبرر ـ يجب أن يحقق هذا معياراً اقتصادياً داخلياً، سيناقش أكثر في الفصل الرابع عشر. في المثال الوارد لاحقاً بالشكل (2 ـ 3) يجب أن تحصل الحكومة على علاوة عند إعلان الاكتشاف التجاري، وعلاوة أخرى عندما يبدأ الإنتاج من التطوير. الإطارات الزمنية مطبقة نمطياً على الوقائع، الظاهرة أعلاه لاتفاقية مقاسمة الإنتاج بين الشركة والحكومة.

في بعض الحالات، يوجد متطلب للتخلي عن جزء من الرقعة فقط، إذا لم تعلن قيمتها التجارية بعد فترة محددة من الزمن. يظهر الشكل (2 ـ 4) مثالاً على التزام بحفر ثلاثة آبار وإجراء مسح سيسمي ثنائي الأبعاد، بينما يتم التخلي عن أجزاء من الرقعة خلال هذا الزمن.



الشكل (2 ـ 3): مثال على تتابع أحداث في اتفاقية مقاسمة الإنتاج.

2 ـ 4 النظام المالي Fiscal system

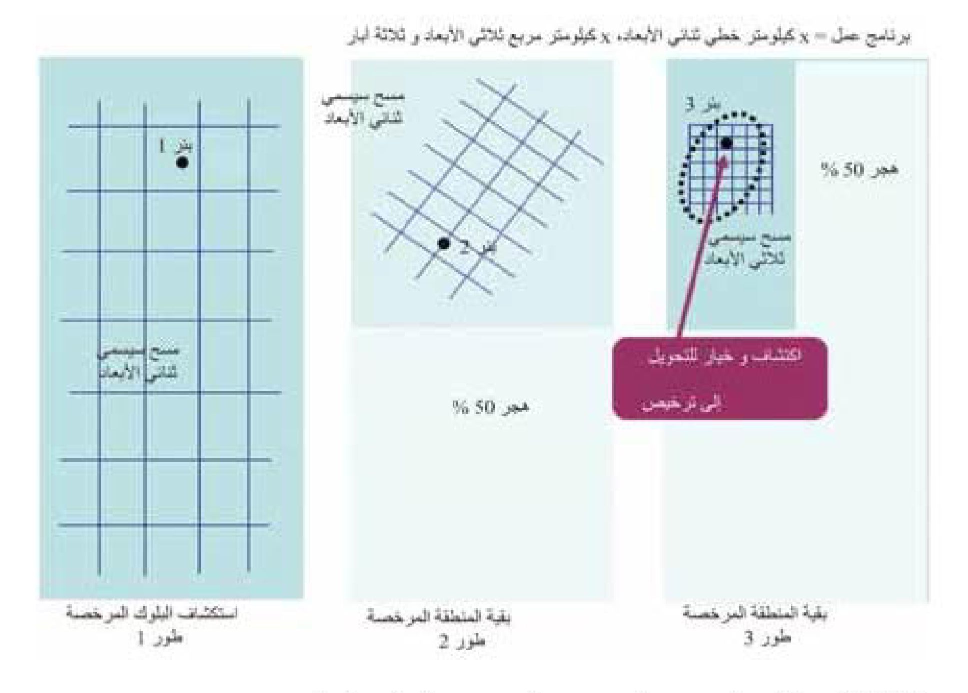
تتضمن الاتفاقية الفعلية وصفاً للشروط المالية (fiscal terms) التي تطالب الحكومة بموجبها بحصتها من العائدات خلال فترة الإنتاج. سيقع هذا بشكل واسع في أربع فئات، كما يبدو في الجدول (2 ـ 1).

يوجد ضمن هذه الفئات ما يزيد على 120 نظاماً مالياً مختلفاً في أماكن حول العالم. حوالى 50٪ منها هي اتفاقيات مقاسمة إنتاج و40٪ أنظمة ضريبة وملكية. يُغطى هذان النظامان الأكثر شيوعاً بتفصيل أكبر في الفصل الرابع عشر.

2ـ 5 الاقتطاع من الداخل والاقتطاع للخارج Farm-in and farm-out

قد تتغيّر المشاركة في الرقعة مع الزمن، لأسباب عديدة. أولاً، قد تختار الحكومة في اتفاقية مشاركة الإنتاج، منح الرقعة لعدة شركات، فارضة تقاسماً مفضلاً ومديراً مسمياً. قد يختار الملزمون، بموافقة الحكومة، المتاجرة بالمقاسمة

الأولى. قد تختار شركة في أي مرحلة من دورة حياة الحقل بتخفيض حصتها في الرقعة ببيع جزء لشركة أخرى - يدعى هذا الاقتطاع إلى الخارج (farming-out). يقال بأن الشركة التي تقبل الحصة قد اقتطعت من الداخل (farmed-in). قد يكون الاقتطاع للخارج مقابل مبلغ نقدي أو التجارة بمصلحة أخرى.



الشكل (2 ـ 4): مثال على خطوات إنضاج رقعة امتياز للاستكشاف.

يمكن لشركة أن تقتطع للخارج إذا لم تستطع جمع المال اللازم للتطوير، أو إذا رغبت بتخفيض مساهمتها في المشروع، لأنها تعتبر أن موقع المشروع يمثل خطورة.

الجدول (2-1): فئات واسعة للأنظمة المالية

النظام المالي	الشروط العامة
الضريبة والملكية	تسَرق الشركة الملكية كجزء من الإنتاج الكلِّ والضريبة على الأرباح الصافية
اتفاقية مشاركة الإنتاج	تستلم الشركة الكلفة الكلّية مستعادة من الإنتاج وحصة من دخل النفط الباقي.
العامل R	تسَرق الشركة معدل ضريبي الذي هو تابع لمعدل المرتجع من المشروع (يعرف كإيرادات (revenues) تراكمية/ المصروف التراكمي)
اتفاقية الخدمة	تستلم الشركة تعويضاً لقاء الخدمة أو الخبرة المقدّمة.

يوجد سوق نشطة بتجارة ملكية الممتلكات النفطية والغازية، لأن الشركات تعدل محافظها لتعادل مسار مجازفتها المطلوبة أو ميزانيتها المتوفرة.



الشكل (2 ـ 5) : تطوير الحقل في سبيندلتوب، بولاية تكساس، في أوائل الـ 1900 .

2 ـ 6 التوحيد وتحديد حقوق الملكية Unitisation and equity determination

لقد رأينا كيف تحدد الرقع بنظام الشبكة. لسوء الحظ، لا تحصر الطبيعة حقل الهيدروكربون بانتظام الشبكات المفروضة، ومن المألوف أن يمتد الحقل على رقعتين أو أكثر، عادة مملوكة بمجموعات مختلفة. في الأيام الأولى من تطوير حقل، الطريقة الأسهل لتحديد حقوق الاستكشاف والحفر التطويري كانت في حصر برج الحفر على حدود الرقعة.

بفرض أن الآبار حفرت شاقولياً، يجب أن يكون موقع قاع البئر ضمن رقعة المالك. مع ذلك قد يكون الإنتاج من الرقعة المجاورة. لذلك سيكون في مصلحة مالك امتياز الرقعة أن يوقع آبار الإنتاج على محيط رقعته وأن ينتج بشكل عدواني، وهكذا يستنزف الرقعة المجاورة بدون اهتمام بالثأر من قبل جاره. يؤدي هذا إلى حالات شبيهة بتلك الظاهرة في سبيندلتوب، بتكساس في أوائل الـ 1900 (الشكل 2 ـ 5).

بالرغم من الجور الواضح لهذا التدبير، فإنها تقود أيضاً إلى نفقات تطوير الحقل وإدارة الخزّان بشكل تحت مثالي بشدة. للتغلب على هذا، تصرّ معظم الحكومات على أن الحقل «موحّد unitised» وأن يعامل كوحدة لغايات التطوير. يسمي المالكون أو الحكومة مديراً، ويجب تخطيط التطوير على الخواص الفيزيائية للحقل، بدون تأثير الملكية. يحدد تقاسم نفقات التطوير وتدفق النقد الصافي الناتج بتحديد حقوق الملكية التي يملكها أصحاب امتياز الرقع التي يمتد فيها الحقل.



الشكل (2 ـ 6) : عبارات لأساس حقوق الملكية.

تتمّ مناقشة أساس تحديد حقوق الملكية بين أصحاب الرقعة (الشكل 2 ـ 6). يمكن أن يكون هذا الأساس:

- الامتداد المساحي للتراكم، كما هو مرسوم إلى تماس الهيدروكربون ـ الماء.
- الهيدروكربون المتواجد أولاً في المكان.

● الهيدروكربون القابل للحركة والمتواجد أولاً في المكان.
● الهيدروكربون القابل للاستخراج والمتواجد أولاً في المكان.
● الهيدروكربون الاقتصادي القابل للاستخراج والمتواجد أولاً في المكان.

بالانتقال نحو قمة الشكل (2 ـ 6) يصبح أساس تحديد حقوق الملكية تدريجياً أكثر تعقيداً وأطول للتعيين. تتطلب الحالة القصوى للاحتياطي الاقتصادي القابل للاستخراج تقدير كلٍ من خطة التطوير التقني وكلّ الافتراضات الاقتصادية مثل التكاليف وأسعار المنتج، حتى إلى نهاية حياة الحقل.

يمكن، قبل التطوير، الاتفاق على «تحديد حقوق ملكية اعتبارية» (deemed equity) بين مجموعات حقوق الملكية بهدف تحديد التمويل النسبي لتطوير الحقل. يعاد النظر عادة في الأمر قريباً من زمن الإنتاج عندما يتوفر مزيد من المعلومات من الآبار التطويرية. ثم تجرى تعديلات للتمويل للتأكد من أنّ تكاليف المساهمات الصحيحة للتطوير قد تمّت.

حالما يبدأ الإنتاج وتوفر المزيد من المعلومات عن الخزّان، يصبح واضحاً بأن توزيع حقوق الملكية الأوّلي غير صحيح. إذا شعرت جهة من مجموعات حقوق الملكية بأنه يجب إعادة تنقيح تحديد حقوق الملكية، يجب عندها الدعوة إلى «إعادة التحديد» ويتم اتفاق جديد على تحديد حقوق الملكية. من ناحية ثانية، سيكون هذا تدريب مكلف.

الفصل الثالث

الاستكشاف

Exploration

مقدّمة والتطبيق التجاري: سيبحث هذا الفصل أولاً الشروط الضرورية لوجود تجمع هيدروكربوني. ثانياً، سنرى التقانات التي تستخدمها الصناعة لتحديد مكان تجمّعات الغاز والزيت.

يهدف النشاط الاستكشافي إلى إيجاد حجوم من الهيدروكربون، بحيث تحل محل الحجوم المنتجة. يحدد نجاح الجهود الاستكشافية لشركة إمكانية بقائها في العمل على المدى الطويل.

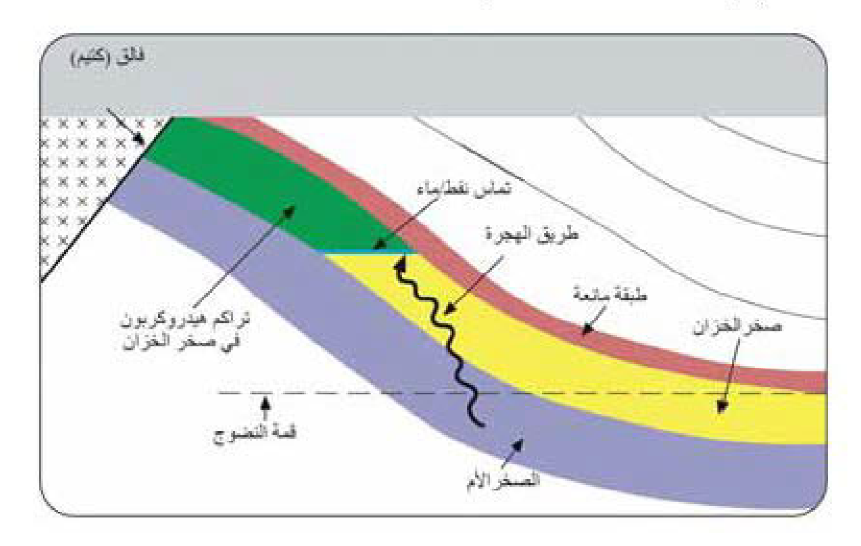
3 ـ 1 **تراكمات الهيدروكربون** Hydrocarbon accumulations

3 ـ 1 ـ 1 **نظرة شاملة** Overview

يجب أن تتحقق عدة شروط لوجود تجمعات الهيدروكربون، كما يبدو في الشكل (3 ـ 1). أولها، وجود منطقة تَوَضُّع فيها تعاقب مناسب من الصخور خلال زمن جيولوجي، وحوض رسوبي (sedimentary basin). وفي هذا التعاقب يجب أن يتوفر محتوى عالٍ من المادة العضوية، الصخر الأم (source rock). ونتيجة الحرارة المرتفعة والضغوط العالية يجب أن تصل الصخور إلى النضج (maturation)، وهو الشرط الواجب توفره لخروج الهيدروكربون من الصخر الأم.

تصف الهجرة (migration) عملية انتقال الهيدروكربون المتولّد إلى نوع من

الرسوبيات المسامية، والصخر الخازن (reservoir rock). تتشكّل مصيدة (trap) للهيدروكربون المهاجر، فقط، إذا كان الخزّان قد تشوّه بشكل مناسب، أو إذا كان قد تدرّج جانبياً إلى تشكّل كتيم.



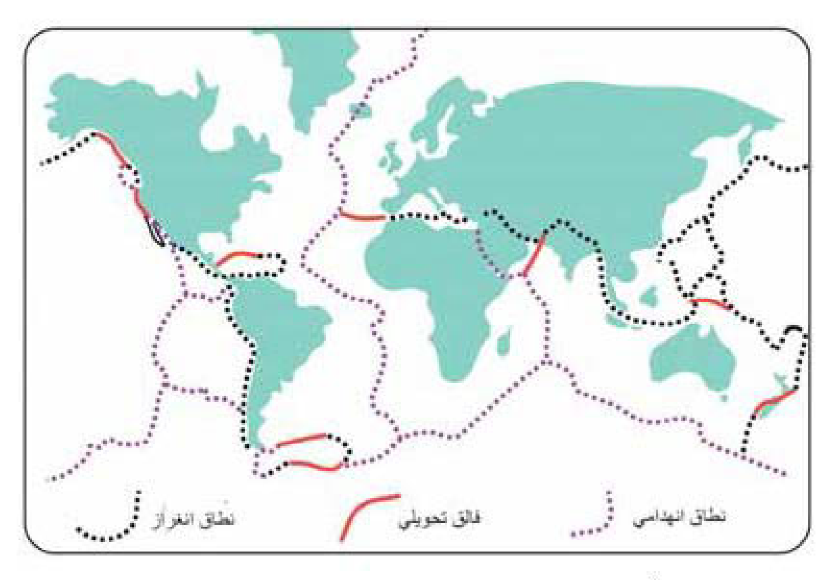
الشكل (3 ـ 1) : تولد الهيدروكربون وهجرته وتجمعه بالمصائد.

3 ـ 1 ـ 2 الأحواض الرسوبية Sedimentary basins

كان أحد المنجزات العلمية في القرن الماضي قبول مفهوم تكتونيك الصفائح (plate tectonics). يقع تحري النظريات الأساسية بالتفصيل خارج مجال هذا الكتاب. بالمختصر، يفترض نموذج تكتونيك الصفائح بأن أمكنة المحيطات والقارات متغيّرة تدريجياً خلال الأزمنة الجيولوجية. تنزاح القارات فوق الجُبّة (mantle) مثل طوف هائل. يظهر الشكل (3 ـ 2) الصورة الشاملة لحدود الصفائح الرئيسية.

يمكن أن تكون السلاسل الجبلية هي المعالم التي تولّدت من حركات القشرة الأرضية، مثل جبال الهيمالايا، حيث سبب تصادم القارات انضغاطاً (compression). على العكس، تشكّلت منخفضات البحر الأحمر وحوض انهدام شرق أفريقيا نتيجة حركات تمددية للصفائح (extensional plate movements). يشكّل كلٌ من نوعي الحركات منخفضات واسعة المدى وتنقل إليها الرسوبيات من المرتفعات المحيطة بها. تدعى هذه المنخفضات

بالأحواض الرسوبية (الشكل 3 ـ 3). قد تصل سماكة الرسوبيات إلى عدة كيلومترات.

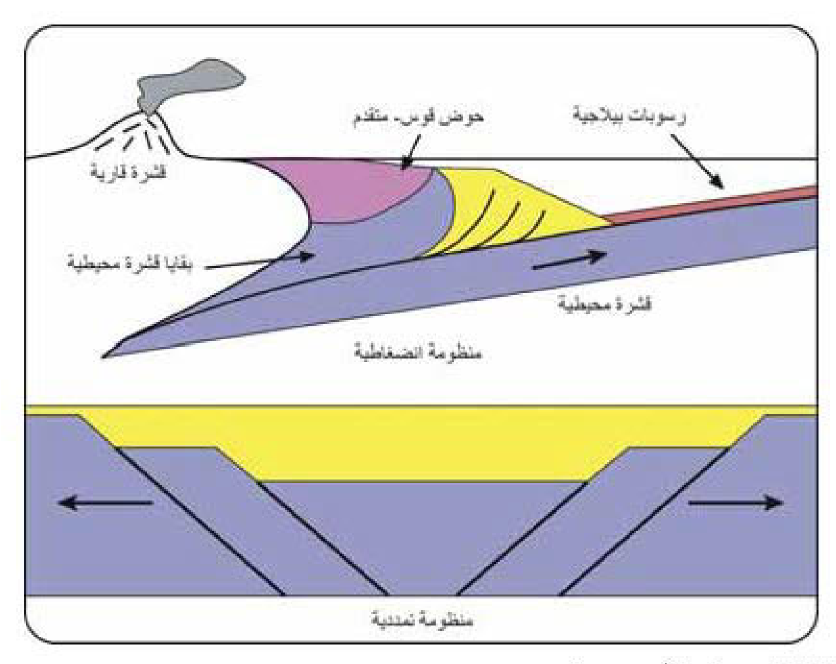


الشكل (3 ـ 2) : تشكّل الصفائح العالمي.

3 ـ 1 ـ 3 الصخر الأم Source rocks

إن حوالى 90٪ من كل المادة العضوية الموجودة في الرسوبات محتواة في الطين الصفحي (shales). يجب أن تتوفر عدة شروط لتوضع الصخور الأم هذه: يجب توفر المادة العضوية، ويجب أن يمنع نقص الأكسجين تحلل البقايا العضوية. يسبب الترسيب المستمر لفترة طويلة من الزمن طمر المادة العضوية.

قد تتألف المادة العضوية بغالبيتها من بقايا النباتات، أو العوالق النباتية (phytoplankton)، ويعتمد ذلك على منطقة الترسيب. هذه العوالق هي طحالب تعيش في الطبقة العليا من المحيطات، وعند موتها تهبط بكميات هائلة إلى قاع البحر. كثيراً ما تؤدي الصخور الأم ذات الأصل النباتي إلى نفط خام «شمعي» (waxy). كمثال على الصخر الأم البحري غضار الكميردجيان (Kimmeridge) الذي ولّد الحقول الكبيرة في بحر الشمال الشمالي. وولّدت فحوم العصر الكاربوني حقول الغاز في بحر الشمال الجنوبي.



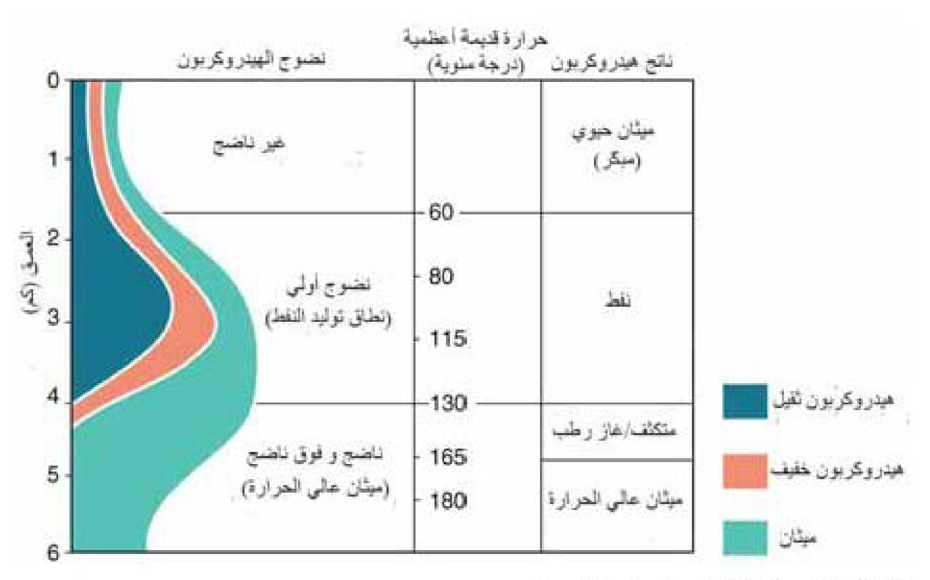
الشكل (3 ـ 3) : الأحواض الرسوبية.

3 ـ 1 ـ 4 النضج Maturation

يدعى تحويل المادة العضوية الرسوبية إلى نفط بالنضج. إن النواتج النهائية محكومة بتركيب المادة الأولية. يظهر الشكل (3 ـ 4) عملية النضج، التي تبدأ، بالدرجة الأولى بتحويل الكيروجين (kerogen) إلى نفط، لكن بكميات قليلة جداً تحت درجة حرارة 50 درجة مئوية (الكيروجين هو مادة غنية بالعضوية وتنتج الهيدروكربون بالتسخين). عند وجود الكيروجين بتراكيز عالية في الطين الصفحي ولم يتعرض للتسخين إلى درجات حرارة عالية لإطلاق الهيدروكربون منه، فقد يتحول إلى توضعات طين صفحي زيتي (oil shale deposits).

ترتفع درجة الحرارة، بينما تهبط الرسوبيات في الإطار الحوضي. تحدث ذروة تحويل الكيروجين بدرجة حرارة حوالى 100 درجة مئوية. إذا ارتفعت درجة الحرارة فوق 130 درجة مئوية، حتى ولو إلى فترة زمنية قصيرة، يبدأ الزيت الخام «بالتكسر crack» ويبدأ إنتاج الغاز. يظهر الغاز في البداية تركيباً عالي المحتوى من مركبات C4-C10 (غاز رطب ومتكثفات)، لكن مع ازدياد درجات الحرارة يميل المزيج إلى الهيدروكربون الخفيف (C1-C3 وغاز جاف). لمزيد من التفصيل في

تركيب الهيدروكربون (انظر الفقرة 6 ـ 2، الفصل 6). لذلك فإن الحرارة هي العامل الأكثر أهمية للنضج ونوع الهيدروكربون. يعتمد ازدياد الحرارة مع العمق على التدرج الحراري الأرضي (geothermal gradient)، الذي يختلف من حوض إلى آخر. القيمة الوسطية هي حوالى 3 درجات مئوية لكلّ 100 متر عمقاً.



الشكل (3 ـ 4) : نضج الهيدروكربون.

3 ـ 1 ـ 5 الهجرة Migration

يتبع نضج الصخور الأم هجرة الهيدروكربون الناتج من الأجزاء الأعمق والأعلى حرارة من الحوض إلى بنيات مناسبة. الهيدروكربون أخف من الماء، لذلك يميل إلى التحرك نحو الأعلى عبر الطبقات النفوذة (permeable).

تمّ التعرف على مرحلتين في عملية الهجرة. خلال الهجرة الأولية (primary migration) تؤدي العملية الفعلية لتحويل الكيروجين إلى تشقق مجهري للصخور الأم الكتيمة ومنخفضة النفوذية (permeability)، مما يسمح للهيدروكربون بالانتقال إلى طبقات أكثر نفوذية. في المرحلة الثانية للهجرة تتحرك الموائع المتولدة بحركة أكبر على طول سطوح التطبق والفوالق إلى بنية خزّان مناسبة. يمكن أن تحدث الهجرة إلى مسافات جانبية معتبرة قد تصل إلى عدة عشرات من الكيلومترات.

3 ـ 1 ـ 6 صخر الخزّان Reservoir rock

قد تكون صخور الخزّان حطامية (clastic) أو كاربوناتية (carbonate). تتألف الأولى من سيليكات، عادة حجر رملي، والأخيرة من حطاميات عضوية الأصل مثل المرجان أو فتات الأصداف. توجد اختلافات مهمة بين نوعي الصخور مما يؤثّر في نوعية الخزّان وتفاعله مع الموائع المتدفقة عبرها.

إن الكوارتز (SiO_2) هو المركب الرئيسي لخزّانات الحجر الرملي (خزّانات الحطاميات السيليكاتية siliciclastic reservoirs). وهو ثابت جداً من الناحية الكيميائية ولا يتغيّر بسهولة بتغيّرات الضغط والحرارة أو بحموضة موائع المسام. يتشكّل خزّان الحجر الرملي بعد نقل حبيبات الرمل إلى مسافات كبيرة وترسبها في بيئات ترسيبية خاصة.

يوجد صخر الخزّان الكاربوناتي (carbonate reservoir)، عادة في مكان التشكّل (في المكان). تتأثر الصخور الكاربوناتية بتغيّرات عمليات النشأة المتأخرة (diagenesis).

تملأ المسام بين مركبات الصخر، مثلاً: حبيبات الرمل في خزّان رملي، أولاً بماء مسامي (pore water). يحل الهيدروكربون المهاجر محل الماء وهكذا يملأ الخزّان تدريجياً. حتى يكون الخزّان فعّالاً، يجب أن تكون المسام متصلة ببعضها البعض لتسمح بالهجرة، ولتسمح بالتدفق نحو البئر حالما يفتح في التشكّل. يطلق في مصطلحات حقول النفط تعبير المسامية (porosity) على الفراغ المسامي. تقيس النفوذية قابلية الصخر للسماح بتدفق المائع خلال منظومة المسام. يطلق على صخر الخزّان الذي فيه بعض المسامية، لكن نفوذية منخفضة جداً يصعب معها تدفق المائع اسم «متراص (tight)». سنفحص في الفقرة (6 ـ 1) من الفصل 6، خواص صخور الخزّان وتوزعها الجانبي بالتفصيل.

3 ـ 1 ـ 7 المصائد Traps

تكون كثافة الهيدروكربون، عادة أقل من كثافة ماء التشكّل. لذا فإن لم يكن هنالك آلية في المكان لوقف هجرته نحو الأعلى فإنه سوف يتسرب أخيراً إلى السطح. يمكننا في بعض مسوح قاع البحر في بعض المناطق البعيدة عن الشاطئ، كشف ما يشبه الفوهات (ثقوب) التي تقدم شاهداً على هروب الزيت والغاز إلى السطح. يفرض أنه خلال الزمن الجيولوجي فقدت كميات

كبيرة من الهيدروكربون بهذه الطريقة من الأحواض الرسوبية.

يوجد ثلاثة أشكال أساسية من المصائد، كما في الشكل (3 ـ 5)، وهي:

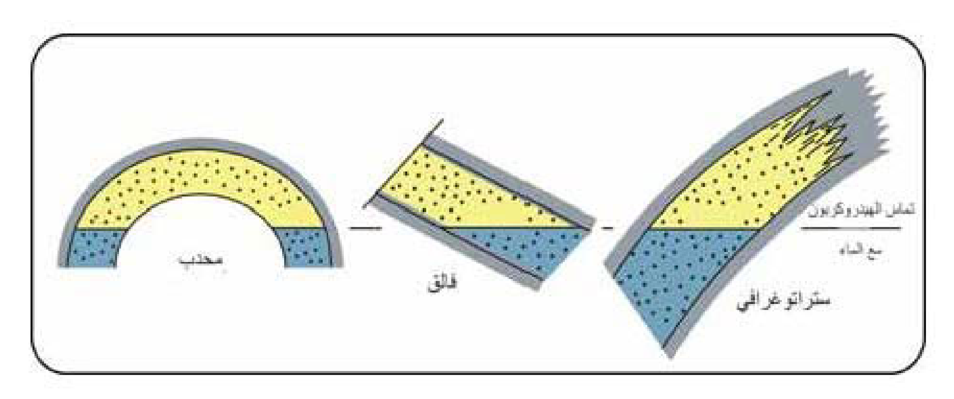
- مصائد محدبية (anticlinal traps) وهي نتيجة تشوهات لدنة في قشرة الأرض.
- مصائد فالقية (fault traps) وهي نتيجة تشوهات قصفة في القشرة الأرضية.
- مصائد ستراتغرافية (stratigraphic traps) حيث تسد طبقات كتيمة الخزّان.

وجد الهيدروكربون، في العديد من حقول النفط والغاز في العالم، في تراكيب محدبية محاطة بالفوالق. يدعى هذا النوع من آلية الاصطياد بمصيدة مركبة (combination trap).

حتى لو وجدت كل هذه العناصر المذكورة حتى الآن في حوض رسوبي فليس بالضرورة تشكّل تراكم. أحد الأسئلة الحرجة في تقدير الأمل هو توقيت الحوادث. يجب أن يسبق تشوّه الطبقات إلى مصيدة مناسبة النضج وهجرة النفط. يجب أن يبقى غطاء الخزّان الكتيم سليماً عبر التاريخ الجيولوجي. إذا حدث «تسرب (leak)» أحياناً في الماضي فستصادف البئر الاستكشافية كميات قليلة فقط من الهيدروكربون المتبقي. على العكس، فإن غطاءاً كتيماً مثل فالق قد يكون تطور مبكراً في تاريخ الحقل ومنع هجرة الهيدروكربون إلى التشكّل.

في بعض الحالات قد تكون البكتيريا فككت حيوياً النفط (biodegraded)، أي دمّرت الجزء الخفيف. لقد تغيّر العديد من التجمعات الضحلة بهذه العملية. كمثال التجمعات الكبيرة للزيت الثقيل في فنزويلا.

بالنظر إلى كلفة مجازفات الاستكشاف، فمن الواضح أنه سيبذل جهد كبير لتجنب الإخفاق. ستشارك فروع معرفية متنوعة في ذلك مثل، الجيولوجيا والجيوفيزياء والرياضيات والجيوكيمياء لتحليل منطقة مأمولة. مع ذلك، وفي المتوسط وحتى في المناطق الناضجة جداً حيث جاري الاستكشاف لسنوات، فإن كلّ ثالث بئر استكشافية ستصادف كميات ضخمة من الهيدروكربون. ففي المناطق «التجريبية (wildcat)» الحقيقية، أي الأحواض التي لم تحفر سابقاً، فإن كل بئر عاشرة تكون ناجحة.



الشكل (3 ــ 5) : آليات الاصطياد الرئيسية.

3 ـ 2 طرائق الاستكشاف والتقنيات Exploration methods and techniques

تهدف أي مجازفة استكشافية إلى إيجاد كميات جديدة من الهيدروكربون بكلفة منخفضة وفي فترة زمنية قصيرة. إن ميزانيات الاستكشاف في منافسة مباشرة مع فرص الكسب. إذا أنفقت شركة مالاً لإيجاد النفط أكثر مما تنفقه لشراء الكمية المعادلة من السوق فهنالك حافز ضئيل لمتابعة الاستكشاف. على العكس، فالشركة التي استطاعت إيجاد احتياطي بكلفة منخفضة فلديها هامش منافسة مهم لأن باستطاعتها انجاز المزيد من الاستكشاف وإيجاد خزّانات وتطويرها بربحية (profitability) أعلى، ويمكنها استهداف مكامن صغيرة وتطويرها.

حالما يتم اختيار منطقة للاستكشاف، يبدأ مسلسل النشاطات التقنية المعهود لتحديد الحوض. يكون وضع خريطة شواذ الجاذبية (gravity anomalies) وخريطة شواذ المغنطيسية (magnetic anomalies) أول طريقتين للتطبيق. ففي كثير من الحالات، تكون هذه المعطيات متوفرة في القطاع العام أو يمكن شراؤها كمسح عام. يتبع ذلك، الحصول على شبكة مسح سيسمي (seismic survey) ثنائي الأبعاد (2D) متباعد، يغطي منطقة واسعة ليتم تحديد «مرشدات (leads)»، أي مناطق تظهر تشكيلاً يُحتمل احتواؤه على تراكم نفطي (ستناقش الطرائق السيسمية (seismic methods) بشكل مفصل في الفقرة التالية). طبقت حديثاً تقنيات الكهرومغنطيسية (electro-magnetic techniques) في هذه المرحلة للمساعدة في تخطيط الأحواض والتعرف على احتمال وجود تراكمات نفطية. ينبثق عن ذلك فكرة استكشافية خاصة، قد تكون أحياناً فردية أو جماعية. لأنه في هذه المرحلة يتوفر عدد قليل من الحقائق للحكم على جدارة هذه الأفكار

التي يشار إليها كـ «تمثيلية (play)». سيدمج العديد من التحريات (investigation) التفصيلية لتحديد «مكمن (prospect)»، أي تشكّل تحت سطحي مع احتمالية مقبولة لاحتوائه على العناصر الكلّية لتجمع نفطي، تحديداً: صخر أم، نضج، هجرة، صخر خازن ومصيدة.

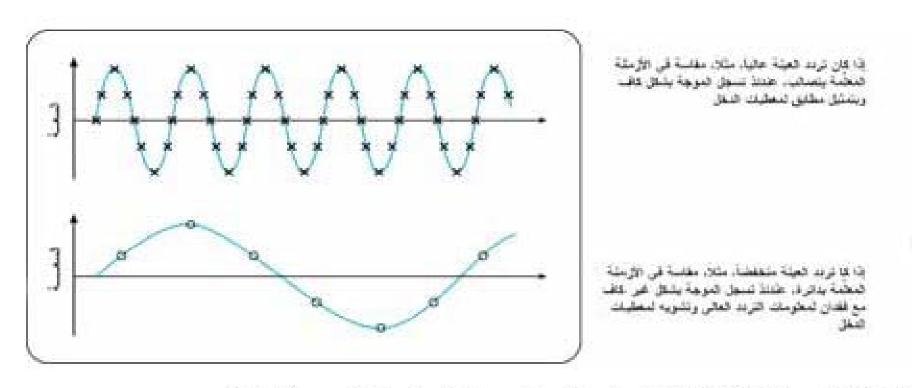
أخيراً، إن الحفر فقط هو الذي سيبرهن صحة الفكرة. وعليه، تحفر بئرٌ «تجريبية» في منطقة بدون سابق تحكّم أو معرفة بالبئر، وقد تؤدي الآبار إلى اكتشاف نفط وغاز، أو تصل إلى نطاق حامل للماء أو مكمن مائي (aquifer) وفي هذه الحالة يطلق عليها اسم «جافة (dry)».

يكمن في النشاطات الاستكشافية تخريب للبيئة، فقطع الأشجار للتحضير لمسح سيسمي قاري قد ينتج منه تعرية تربة قاسية في السنوات القادمة. بعيداً عن الشاطئ، قد تدمر بشكل دائم المنظومات البيئية (ecological system) الهشّة مثل الأرصفة والحيود البحريّة (reefs) من بقع الزيت الخام أو كيمياويات الطَفلِة (mud). تقوم الشركات عالية الشعور بالمسؤولية بتقييم الوقع البيئي (environmental impact assessment (EIA)) قبل تخطيط النشاط وترسم خطط طوارئ في حال وقوع حادث. سيتم تقديم وصف مفصل للاعتبارات الصحية والسلامة والبيئية في الفصل الخامس.

3 ـ 2 ـ 1 مقدّمة للطرائق الجيوفيزيائية Introduction to geophysical methods

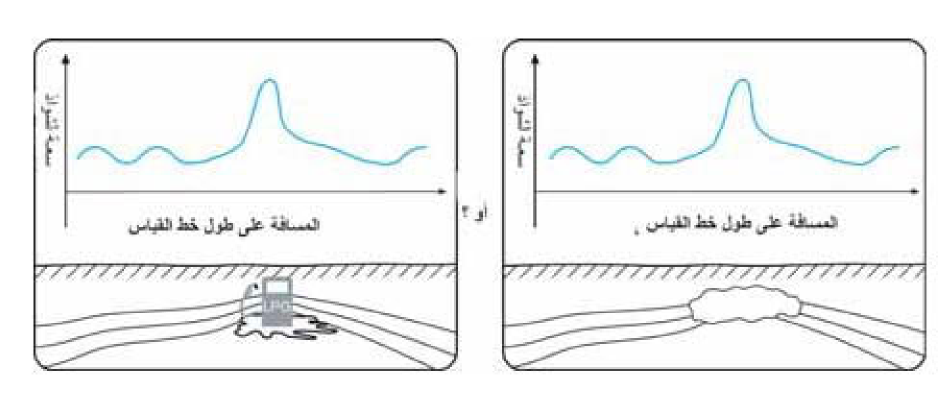
توجد طرائق مسح جيوفيزيائية متعددة تطبق بشكل روتيني في البحث عن التراكمات النفطية الكامنة. تستجيب الطرائق الجيوفيزيائية لتغيّرات الخواص الفيزيائية لما تحت سطح الأرض، بما فيها الصخور والموائع والفجوات (voids). وتحدد الحدود التي تتغيّر عبرها الخصائص. تؤدي هذه التغيّرات إلى ظهور شواذ بالنسبة إلى قيمة الخلفية، وهذه الشواذ هي الهدف الذي تسعى إليه الطرائق.

يسمح قياس تغيّرات قوة الإشارة على طول خطوط شبكة تخطيط، برسم خريطة مكانية للشواذ. يجب الحذر وتجنب «الانتحال (aliasing)» المكاني، أي فقدان معلومات التفاصيل الدقيقة نتيجة جمع المعطيات (data) من عدد قليل فقط من محطات القياس (الشكل 3 ـ 6). يلعب الزمن والميزانية أحياناً دورهما في هذه المرحلة.



الشكل (3 ـ 6) : فقدان المعلومات نتيجة استخدام عدد قليل من القياسات.

من المهم تذكر بأن مجرد الحصول على المعطيات ومعالجتها لا تضمن نجاح المسح، المعلومات لا تكافئ المعرفة. يجب أن يجرى تفسير المعطيات الجيوفيزيائية دوماً في إطار جيولوجي سليم. غالباً ما تستخدم عدة طرائق لتكميل بعضها البعض أو تستخدم للاقتران بفروع معرفية أخرى لتطوير نموذج جيولوجي ذي معنى يستطيع تفسير الشواذ الملاحظة. يساعد هذا على تقليل الشكوك ولتأكيد مبدأ «التكافؤ (equivalence)» أو «التعددية (non-uniqueness)» حيث يمكن نمذجة شاذ واحد بعدة طرائق (الشكل 3 ـ 7).



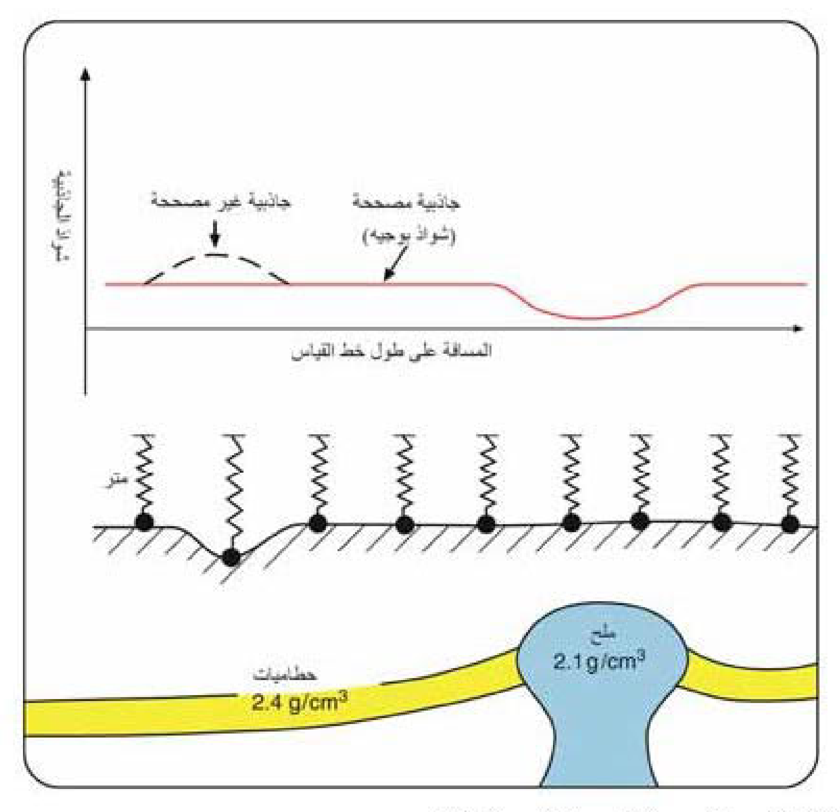
الشكل (3 ـ 7) : تفسيرات بديلة لبعض الشواذ.

3 ـ 2 ـ 1 ـ 1 المسوح الجاذبية Gravity surveys

تقيس طريقة الجاذبية التغيّرات الصغيرة في الحقل الجاذبي الأرضي المسبّبة من تغيّرات الكثافة (density) في البنيات الجيولوجية. إن أداة القياس هي ميزان

ذو نابض معقّد صمّم للاستجابة على مجال عريض من القيم. يؤدي التأرجح في الحقل الجاذبي إلى ظهور تغيّرات في طول النابض، يمكن قياسها (نسبة إلى قيمة في محطّة مرجع (base station)) في محطات متعددة على طول مسار (profile) لشبكة ثنائية البعد 2D. تصحح هذه القياسات لموقع خط العرض وارتفاع محطّة القياس لتحديد شواذ «برجيه (Bougeur)» (الشكل 3 ـ 8).

سمح تطوير تقنية المسح الجاذبي الجوي أو التثاقلي بمسح المناطق متعذرة الدخول وأحواض أكبر بكثير مما هو ممكن عملياً بأدوات المسح القاري.

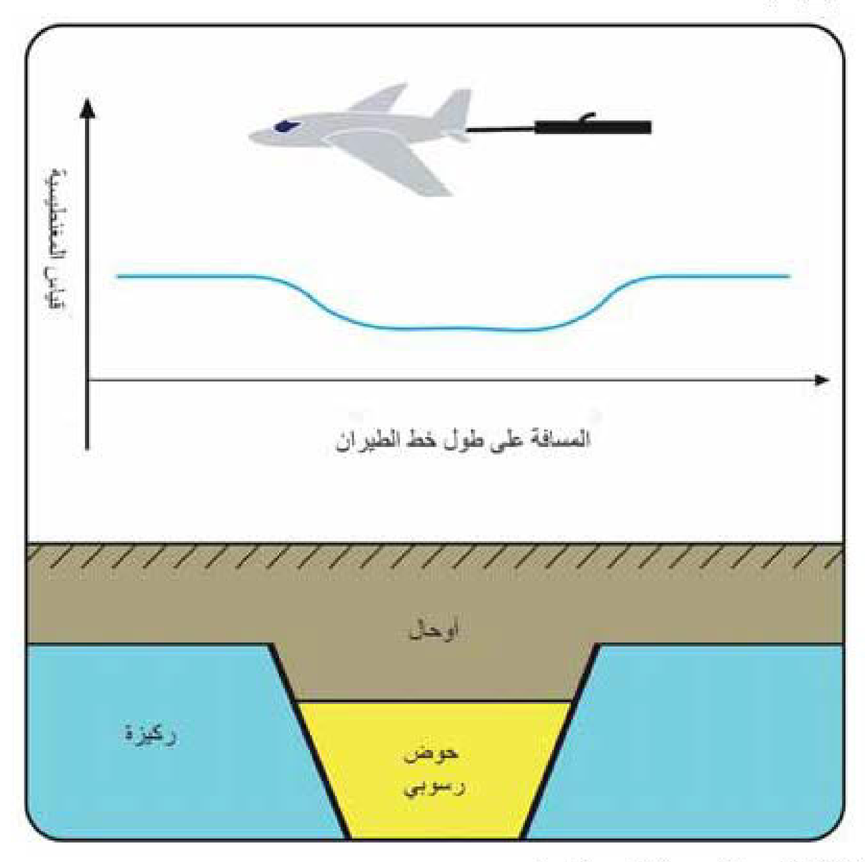


الشكل (3 ـ 8) : مبدأ المسح الجاذبي (التثاقلي).

3 ـ 2 ـ 1 ـ 2 المسوح المغنطيسية Magnetic surveys

تقيس الطريقة المغنطيسية التغيّرات في الحقل المغنطيسي الأرضي المسبّبة من تغيّرات الخواص المغنطيسية للصخور. خصوصاً، إن صخور الركيزة

(basement) والصخور النارية عالية المغنطة نسبياً. إذا كانت قريبة من السطح تؤدي إلى ظهور شواذ قصيرة الموجة وعالية السعة (amplitude) (الشكل 3 ـ 9). إن الطريقة مطبّقة جوياً (من الطائرة أو القمر الصنعي)، مما يسمح بالمسح السريع ورسم الخرائط بتغطية جوية جيدة. وكما في المسح الجاذبي يطبّق هذا المسح في بداية مجازفة الاستكشاف.



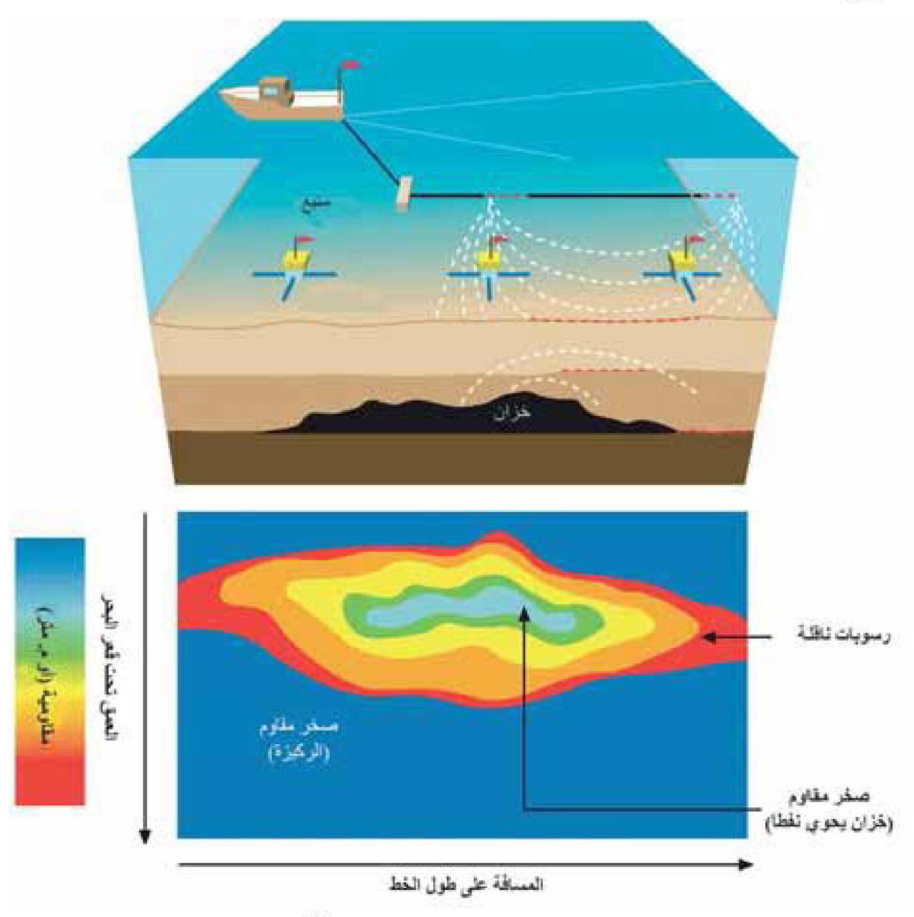
الشكل (3 ـ 9) : مبدأ المسح المغنطيسي.

3 ـ 2 ـ 1 ـ 3 طريقة المنبع الكهرومغنطيسي المتحكّم به لمسح قاع البحر Seabed logging CSEM

هذه الطريقة هي تقنية يتحكّم بها عن بعد، تستخدم إشارات كهرومغنطيسية منخفضة التردد تصدر من منبع قريب من قاع البحر (الشكل 3 ـ 10). وتوضع اللواقط وتوضع اللواقط (receiver) على مسافات منتظمة على قاع البحر وتسجل الشواذ

والتشوّه في الإشارة الكهرومغنطيسية المولّدة من الأجسام المُقاومة، مثل الخزّانات المشبعة بالهيدروكربون.

تعمل هذه الطريقة بشكل أفضل في المياه العميقة (أكثر من 500 متراً) في مناطق تتميز بمتتاليات من حجر رملي ـ طين صفحي (خزّانات فتاتية)، وهي مفيدة خاصة في مسح المصائد الكبيرة (مكامن) حيث تكون الطرائق البحرية الأخرى أقل عملية أو اقتصادية. فهي تستخدم بشكل مطرد مسايرة للمعطيات السيسمية لتمييز المحتوى المائع (fluid fill) للصخور الخازنة للمكمن، وهكذا تخفيض المخاطرة وتحسن فرصة النجاح للسماح باستهداف الآبار بطريقة أكثر تطوراً.



الشكل (3 ـ 10): مبدأ طريقة المصدر الكهرومغنطيسي المتحكّم به لمسح قاع البحر.

3 ـ 2 ـ 2 جمع المعطيات السيسمية ومعالجتها Seismic acquisition and processing

3 ـ 2 ـ 2 ـ 1 مقدّمة Introduction

قاد التقدم في تقنيات المسح السيسمي وتطور خوارزميات معالجة المعطيات السيسمي خلال العقود القليلة الماضية إلى تغيّر طريقة تطوير الحقول وإدارتها. فمن كون المسح السيسمي وسيلة مركّزة، بشكل سائد على الاستكشاف، تقدمت لتصبح واحدة من أكثر الطرائق فعالية في اختيار أمثل لإنتاج الحقول. في حالات عديدة سمحت المعطيات السيسمية للمشغلين بتمديد حياة الحقول «الناضجة» لعديد من السنوات.

يشمل المسح السيسمي توليد أمواج صوتية (sound waves) تنتشر عبر صخور الأرض إلى الخزّان المستهدف. تنعكس الأمواج إلى السطح حيث تسجل بواسطة لواقط وتخزّن للمعالجة (processing). تشكّل المعطيات صورة صوتية لما تحت السطح ويفسرها الجيوفيزيائيون والجيولوجيون.

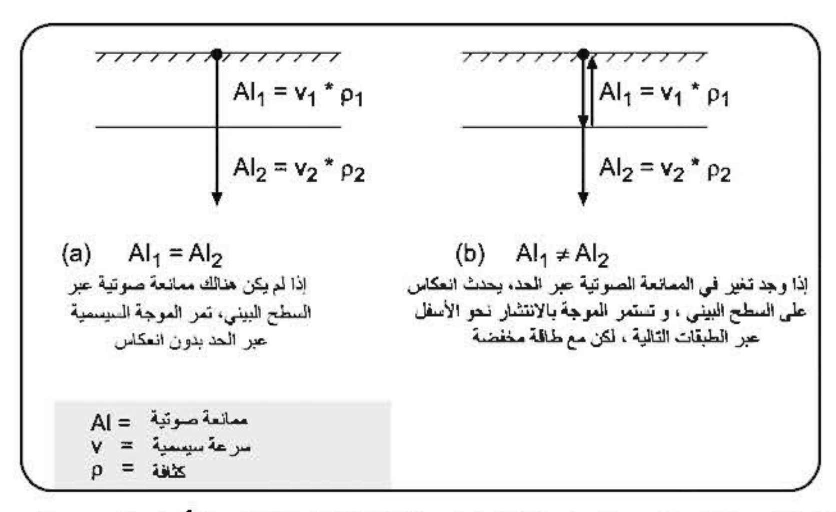
يستخدم المسح السيسمي في:

- الاستكشاف من أجل تخطيط المصائد البنيوية والستراتيغرافية.
- تقييم الحقل وتطويره لتقدير الاحتياطي ورسم خطط تطوير الحقل (FDPs).
- الإنتاج لمراقبة الخزّان مثل حركة موائع الخزّان استجابة للإنتاج.

تتغيّر تقنيات جمع المعطيات السيسمية اعتماداً على البيئة (على الشاطئ أو بعيداً عن الشاطئ) والهدف من المسح. فقد يشمل المسح السيسمي في منطقة استكشاف شبكة غير محكمة من خطوط ثنائية البعد 2D. على العكس، ففي منطقة قيد التقييم، سوف يطلق مسح ثلاثي الأبعاد 3D. ففي بعض الحقول الناضجة قد تقام شبكة مسح ثلاثية الأبعاد دائمة على قاع البحر من أجل مراقبة الخزّان، تدعى محطات قاع المحيط (Ocean Bottom Stations (OBS)) أو كبلات قاع المحيط (Ocean Bottom Cables (OBC)).

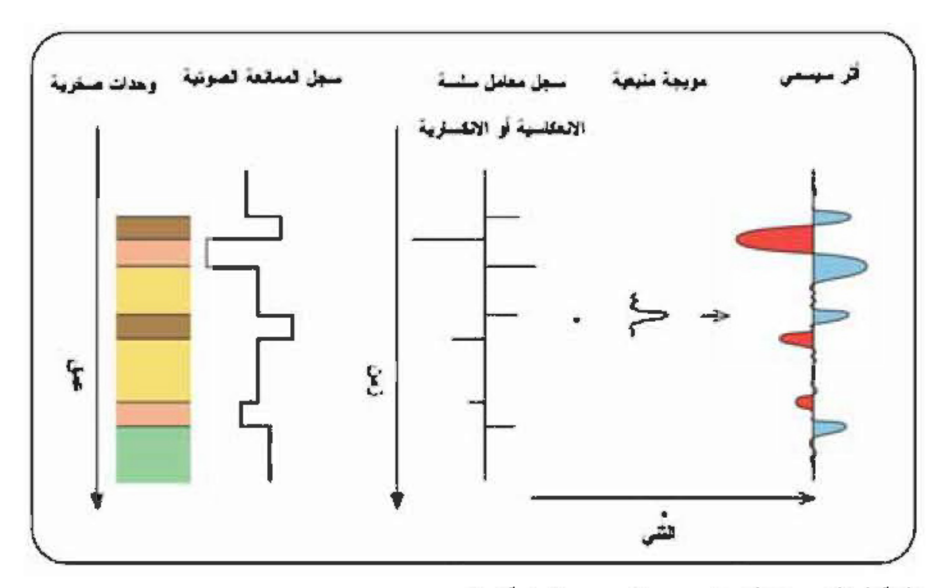
3 ـ 2 ـ 2 ـ 2 مبادئ المسح السيسمي Principles of seismic surveying

حددت مبادئ المسح السيسمي في الأسفل بمساعدة الشكل (3 ـ 11).



الشكل (3 ـ 11): تؤدي تغيّرات الممانعة الصوتية (AI) إلى انعكاس الأمواج السيسمية.

تولد الأمواج السيسمية على السطح (على الشاطئ) أو تحت الماء (بعيداً عن الشاطئ) وترحل تحت سطح الأرض. وتنعكس الأمواج، عائدة إلى السطح، على الحد بين وحدتين صخريتين حيث يوجد تغيّر معتبر في «الممانعة الصوتية» ((Acoustic Impedance (AI)) عبر الوحدتين. الممانعة الصوتية هي جداء كثافة صخر التشكّل بسرعة الموجة في صخر معيّن (السرعة السيسمية (seismic velocity)).



الشكل (3 ـ 12): ثني موجة سيسمية منعكسة.

«الثني (convolution)» هي العملية التي تُعَدّل بها الموجة نتيجة مرورها عبر مرشح (filter). يمكن اعتبار الأرض على أنها مرشح يعمل على تغيير مميّزات الصيغة الموجية للموجة الهابطة نحو الأسفل (السعة، الطور، التردد). يمكن بصيغة تخطيطية (الشكل 3 ـ 12) تمثيل الأرض كسجل لممانعة صوتية مع العمق أو كسلسلة من النبضات، تدعى سجل معامل الانعكاس (reflection coefficient log) أو سلسلة الانعكاسية (reflectivity series) ممثلة في المجال الزمني (time domain). عندما تمر الموجة عبر صخور يتغيّر شكلها لينتُجَ أثرٌ موجيٌّ وهو تابع لمويجة المنبع الأصلية ولخواص الأرض.

تسجل خاصتان للإشارة المنعكسة:

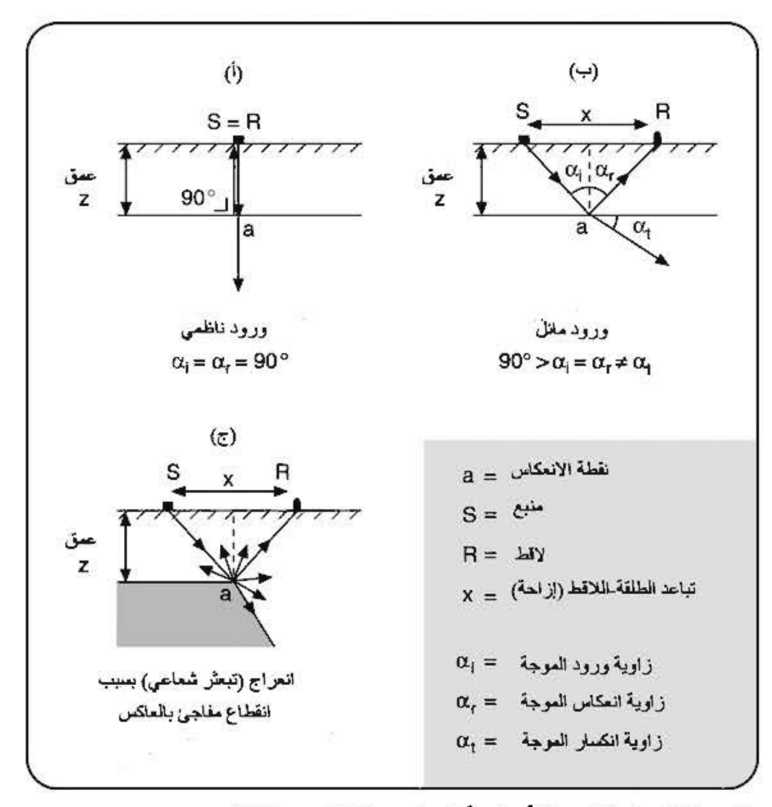
- زمن الانعكاس (reflection time)، أو زمن المسير (travel time)، وهو متعلق بعمق السطح الفاصل، أو «العاكس (reflector)»، وبالسرعة السيسمية في الصخور المغطية.
- ترتبط السعة بالصخر وخواص المائع الموجود ضمن الفاصل (interval) العاكس والعديد من التأثيرات الغريبة التي يجب إزالتها خلال المعالجة.

عند اصطدام موجة بسطح فاصل بورود ناظمي (normal incidence) (الشكل 3 ـ 13 ـ أ) ينعكس جزء من الطاقة عائداً إلى السطح وينفذ جزء من الطاقة. في حالة الورود المائل (oblique incidence) تساوي زاوية ورود الموجة زاوية انعكاس الموجة كما يبدو في الشكل (3 ـ 13 ـ ب). ينفذ جزء من الطاقة إلى الطبقة التالية، لكن هذه المرة بتغيير لزاوية الانتشار.

تظهر حالة خاصة في الشكل (3 ـ 13 ـ ج) حيث يؤدي انقطاع مفاجئ، مثلاً، حافة كتلة فالقية مائلة، إلى «انعراجات (diffractions)» تبعثر شعاعي للطاقة السيسمية الواردة. مثل هذه الحالات الشاذة (artefacts) تعيق تفسير المعطيات السيسمية، لكن يمكن إزالتها أو تخميدها خلال المعالجة (كما سيبين لاحقاً في هذه الفقرة).

إن الزمن الذي تستغرقه موجة للمسير من منبع S لنقطة انعكاس a واقعة على عمق z وعودة للأعلى إلى لاقط R على بعد أو مسافة x فاصلة بين الطلقة واللاّقط، يعطي كنسبة بين مسافة المسير إلى السرعة (الشكل 3 ـ 14 ـ أ). ترتب منظومة جمع المعلومات بحيث يوجد عدد كبير من أزواج طلقة ـ لاقط

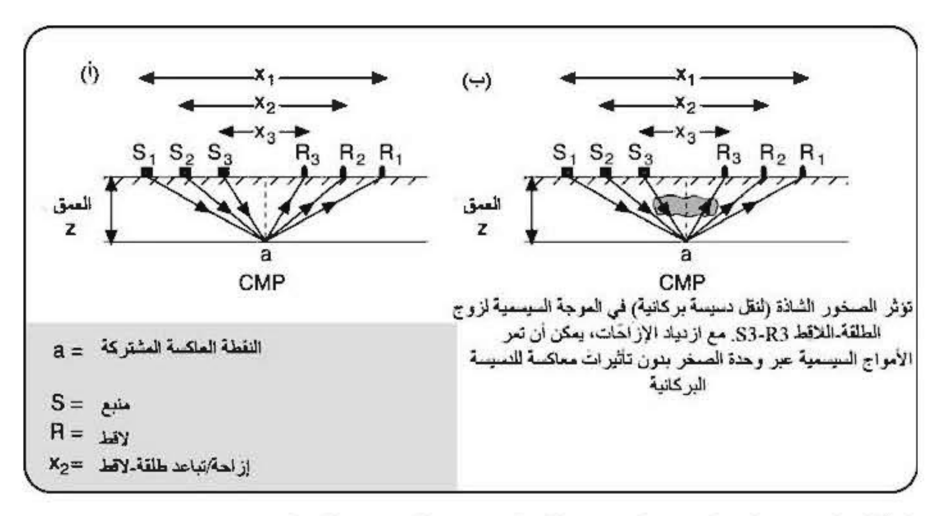
لكلّ نقطة انعكاس تحت السطح، تدعى كذلك «النقطة المتوسطة المشتركة» (common midpoint (CMP)).



الشكل (3 ـ 13): انعكاس الأمواج أثناء الورد الناظمي والمائل.

3 ـ 2 ـ 2 ـ 3 جمع المعطيات السيسمية Seismic data acquisition

تقاس أزمنة الانعكاس على أبعاد مختلفة ($x_1, x_2, x_3\ x_n$)، وكلما تباعدت الطلقة واللاّقط الخاصة بنقطة عاكسة تحت السطح يزداد زمن المسير. يدعى الفرق بزمن المسير بين حالة البعد ـ صفر (الورود الناظمي) وحالة البعد غير ـ الصفر (الورود المائل) تصحيح التباعد الأفقي ((normal move out (NMO)) ويعتمد على البعد والسرعة والعمق إلى العاكس. إن جمع المعطيات من نقاط بعد مختلفة، وكذلك بزوايا مختلفة مهم لرسم صورة موافقة لتحت السطح، مثلاً حيث تؤثر الطبقات المتوسطة أو التشكّلات في كمية الطاقة الواصلة إلى الهدف (الشكل 3 ـ 14 ـ ب) أو حيث تؤدي إلى ظهور تغيّرات في السرعة السيسمية.



الشكل (3 ـ 14): الوضع الهندسي لأبعاد متعددة للمنبع ـ اللاقط.

تولّد المنابع السيسمية أمواجاً صوتية بإطلاق مفاجئ للطاقة. هنالك أنواع متعددة لتلك المنابع وتختلف بما يلي:

- كمية الطاقة المنطلقة: وهذا يحدد عمق اختراق الموجة النوعي.
- الترددات المتولدة: هذا يحدد «التحليل الشاقولي» النوعي، أو القابلية لتمييز العواكس القريبة كحادثين منفصلين.

هنالك خلط (trade-off) بين الاثنين اعتماداً على أهداف المسح. تتطلب دراسات تراكيب القشرة العميقة أشارات منخفضة التردد قادرة على اختراق ما يزيد على 10 كيلومترات في الأرض، بينما يتطلب المسح الجيولوجي الضحل إشارة عالية التردد ويسمح لها بالتلاشي بعد عدة مئات من الأمتار.

إن المنبع النمطي للمسوح القارية هو منبع رجاج (vibrating source) محمول على شاحنة أو منابع شحنة من الديناميت (dynamite charge) تفجر في حفرة ضحلة. إن المنابع البحرية المعتادة هي المنابع الهوائية مثل المدافع الهوائية (air guns) أو المدافع المائية (water guns) التي تطلق الهواء أو الماء في عمود المياه المحيطة لخلق نبضة صوتية (acoustic pulse). هنالك أيضاً أجهزة كهربائية مثل مولد الشرر (sparker) والهدار (boomer) والمفرقع (pingers) التي تحول الطاقة الكهربائية إلى طاقة صوتية. تولّد الأخيرة عادة طاقة أقل، ولها إشارة عالية التردد أكثر من المنابع الهوائية.

إن اللواقط السيسمية (seismic detectors) هي أجهزة تسجل الدخل (input) الميكانيكي (النبضة السيسمية) وتحولها إلى خرج (output) كهربائي الذي يضخم قبل تسجيله على شريط. تدعى اللواقط على القارة جيوفونات (geophones) وتنظم بشكل تشكّل (spread) على الأرض أو في حفر ضحلة. وعلى البحر تدعى اللواقط هيدروفونات (hydrophones)، وتوزع بتشكّل، فإما أن تجر في الماء خلف القارب أو توضع على قاع البحر في حالة OBC (الشكل 3 ـ 15).

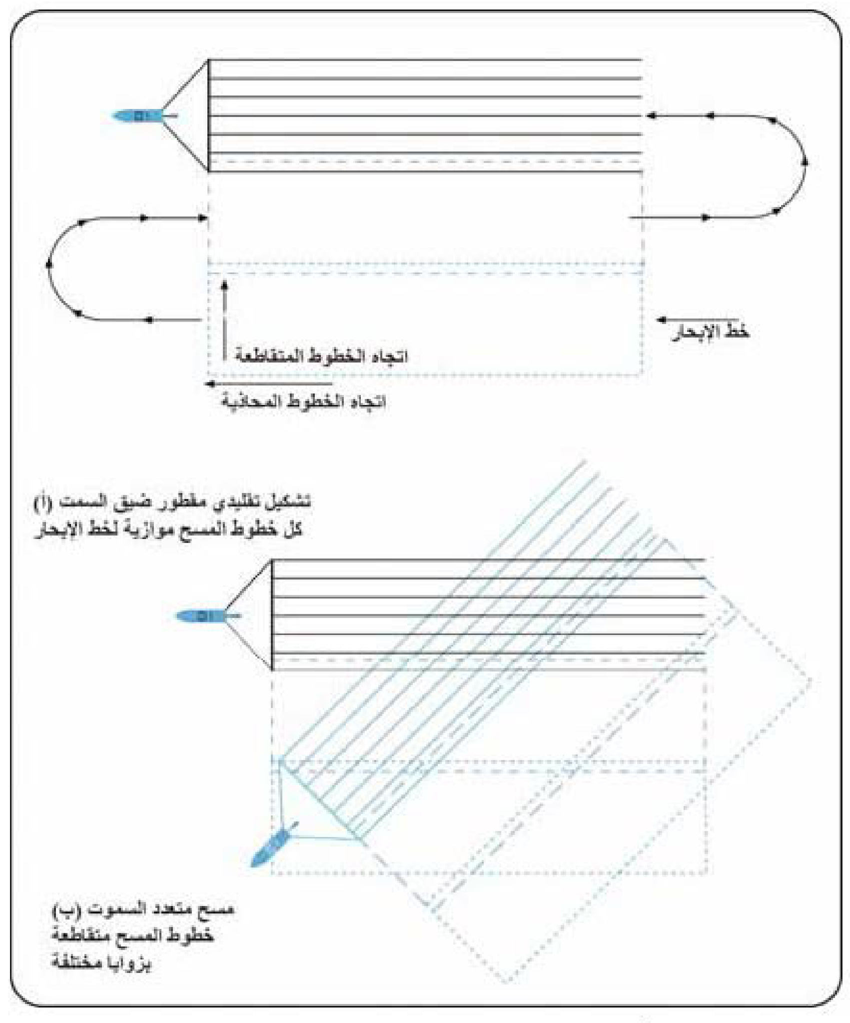
تعتمد هندسة جمع المعطيات (acquisition geometry)، أو تشكّل المنابع واللواقط على أهداف المسح وعلى مميّزات جيولوجية ما تحت السطح واللوجستيك (logistics). يمكن الحصول على المسوح السيسمية على خطوط مستقيمة أو على خطوط متعرجة بأنشوطة مربعة وحتى في مخطّط دائري. أصبحت المسوح متعددة السموت أكثر رواجاً عبر السنوات القليلة الأخيرة. تجمع المعطيات السيسمية على سموت مختلفة (الشكل 3 ـ 16) للسماح بتصوير البنيات بزوايا مختلفة مما يعزز تصوير الجيولوجيا المعقدة، مثل أنماط الفوالق الشعاعية والمناطق المتأثرة بالملح.



الشكل (3 ـ 15): جمع المعطيات السيسمية : سفينة مسح في البحر.

3 ـ 2 ـ 2 ـ 4 المسح السيسمي البئري Borehole seismic surveying

يوضع المنبع السيسمي في المسح السيسمي الشاقولي (Vertical Seismic Profiling (VSP)) على السطح وينزل تشكّل اللواقط في البئر. في حال التصوير المقطعي الطبقي البئري (borehole Tomography)، ينزل كلٌ من المنبع وتشكّل اللواقط في آبار (مختلفة) ويطلق المنبع على أعماق مختلفة (الشكل 3 ـ 17). تستخدم المنابع السيسمية، عادة، ترددات أعلى مما في المسح السيسمي السطحي.



الشكل (3 ـ 16): مبدأ المسح متعدد السموت.

تشمل مزايا التقنيات السيسمية البئرية تحسين التحليل والتخمين أو بدقة أعلى، نمذجة تغيّرات السرعة بين الآبار. علاوة على ذلك، يزال أو يخّمد تأثير الطبقة المجواة القريبة من السطح. نتيجة لذلك يمكن تصوير المعالم الصغيرة والتغيّرات الدقيقة باستمرارية الخزّان بشكل أفضل من استخدام المعطيات السيسمية السطحية التقليدية، التي أثبتت أنها أقوى في تطوير الحقل والتخطيط البئري. وحديثاً، استخدمت للمساعدة في تمييز الرمال الكتيمة الحاوية على الغاز، أو طبقات الفحم الرقيقة الحاوية على الميثان، حيث يمكن أن يكون للمعالم الصغيرة وقع قاتل على توزيع المصادر والاستعادة.

3 ـ 2 ـ 2 ـ 5 **معالجة المعطيات السيسمية** Seismic data processing

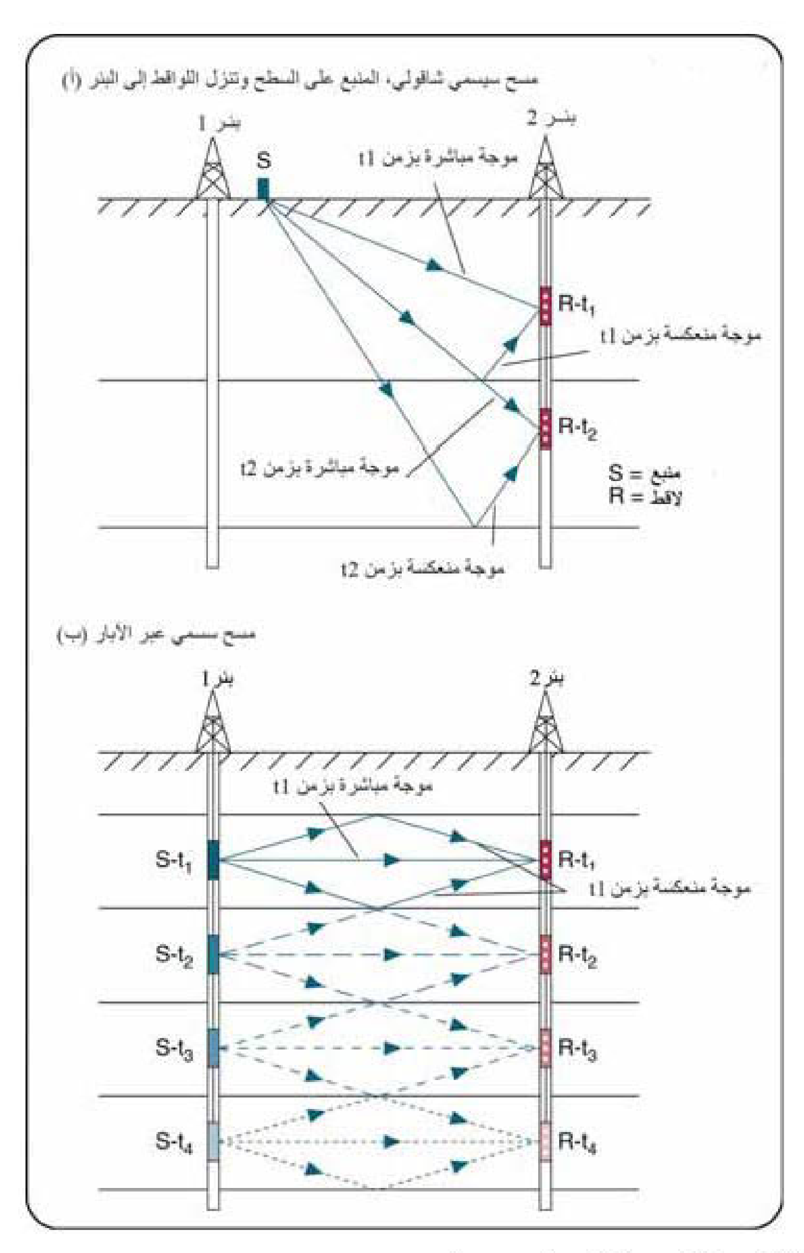
3 ـ 2 ـ 2 ـ 5 ـ 1 **مدخل** Introduction

إن الخطوات الثلاث الرئيسية في معالجة المعطيات السيسمية هي اللاثني (deconvolution)، التكديس (stacking) والتهجير (migration). تطلب عمليات إضافية للتحضير أو تعزيز المعطيات السيسمية قبل أو بعد كل من الخطوات الرئيسية.

يوجد من الناحية النمطية مئات من الآثار في المسح ثنائي الأبعاد وآلاف في المسح ثلاثي الأبعاد. حالما يتم تصنيفها، يجب تطبيق التصحيحات السكونية لتعويض التغيّرات في الليثولوجيا، مثلاً، عند الحصول على معطيات سيسمية في منطقة مغطاة بكثبان رملية. كذلك تصحح «السكونية» التغيّرات في السرعة السيسمية فيما قرب ـ السطح، مثلاً، عند إجراء المسح السيسمي في منطقة مستنقعية.

3 ـ 2 ـ 2 ـ 5 ـ 2 **اللاثني** Deconvolution

المرحلة التالية في المعالجة هي اللاثني. في جوهرها هذا إجراء تصفية معاكسة تزيل أو تُخّمد الإشارات غير المطلوبة. وتهدف إلى انهيار المويجات (wavelets) وجعلها حادة بقدر الإمكان بحيث تماثل نبضة spike (الشكل 3 ـ 18). اللاثني هو عملياً محاولات لإزالة تأثير مرشح (filter) الأرض بإعادة إنتاج الحدود الجيولوجية كسلسلة انعكاسية (reflectivity series).

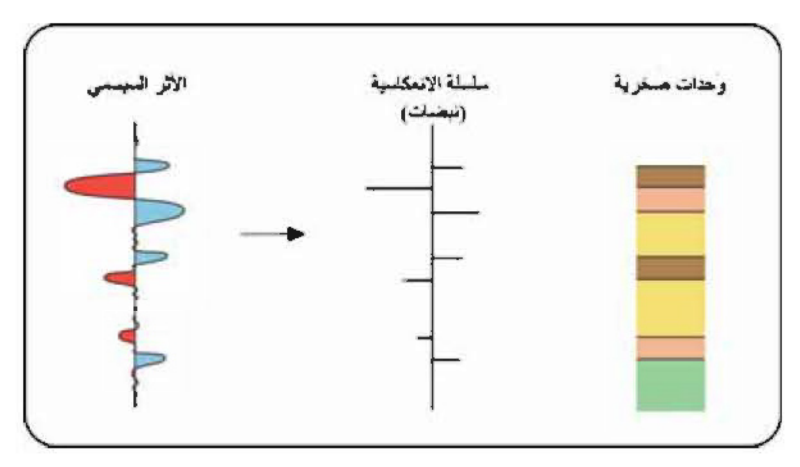


الشكل (3 ـ 17): مبدأ المسح السيسمي البئري.

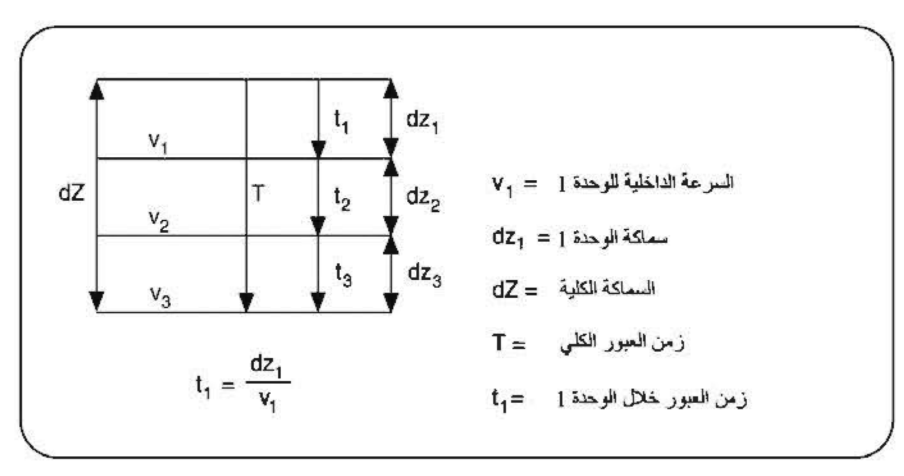
3 ـ 2 ـ 2 ـ 5 ـ 3 تحليل السرعة وتصحيح التباعد الأفقي Velocity Analysis and Normal Moveout Correction (NMO)

أصبح واضحاً من الفقرات السابقة بأن السرعة السيسمية تلعب دوراً هاماً

في المسح السيسمي والمعالجة. إنها الوسيط الوحيد الذي يسمح بتحويل الصورة السيسمية إلى مقطع جيولوجي عمقي. هنالك عدة أنواع من السرعة السيسمية، مثل المتوسط وجذر متوسط المربعات (RMS) والسرعة المجالية (interval velocity). الأولان هما وسطاء إحصائيان فقط، بينما السرعة المجالية أكثر معنى جيولوجياً. ففي حالة الورود الناظمي والطبقة الأفقية هي نسبة السماكة المجالية إلى زمن العبور المجالي، كما هو موضح في الشكل (3 ـ 19).



الشكل (3 ـ 18): اللاثني.



الشكل (3 ـ 19): السرعة المجالية السيسمية.

وكما هو موضح سابقاً، يوجد في زمن المسير (travel time) بين حالة صفر إزاحة وحالة غير ـ صفر إزاحة لكلّ نقطة متوسطة مشتركة (common mid point) ـ هذه معروفة بـ «التباعد الأفقي». بإظهار الآثار إلى جانب بعضها بعضاً (الشكل 3 ـ 20 ـ أ)، يبدو واضحاً إنه يجب إزالة التباعد الأفقي لكلّ أثر غير ـ صفر الإزاحة قبل جمع الآثار. إن سرعة التكديس هي السرعة السيسمية التي تؤدي إلى أفضل تصحيح لكلّ تباعد أفقي (الشكل 3 ـ 20 ـ ب).

3 ـ 2 ـ 2 ـ 5 ـ 4 **التكديس** Stacking

تجمع كافة الانعكاسات من مختلف الإزاحات المرافقة لنقطة متوسطة مشتركة، أو «تكدس» لتعطي أثراً واحداً لكلّ نقطة متوسطة مشتركة: فيقود هذا إلى تحسين في «نسبة الإشارة إلى الضجيج». تميل الإشارات الناتجة من ضجيج طفيلي للاختلاف بين الآثار المختلفة، ولذلك سوف تلغى أو على الأقل تُخّمد. تميل الإشارات الجيولوجية الصادرة من آثار مختلفة للتشابه، ولذلك تعزز خلال عملية التكديس.

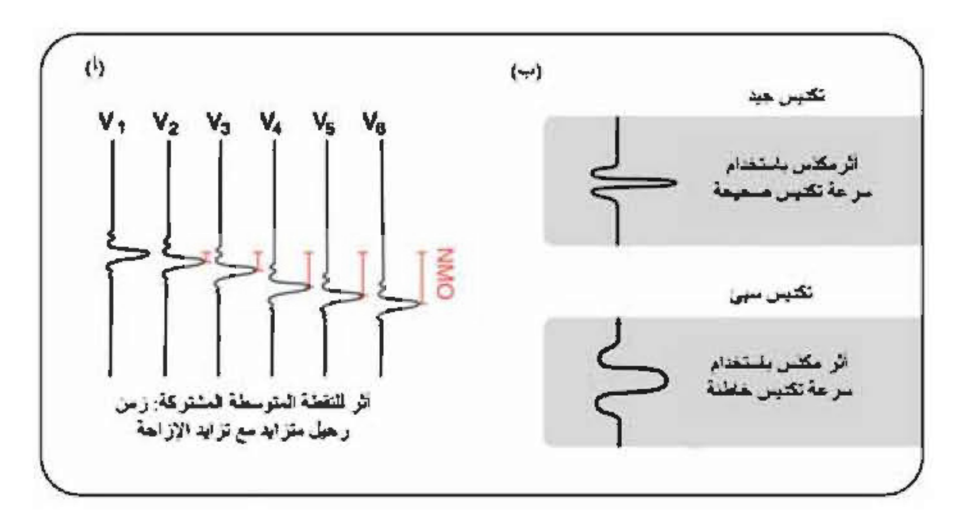
3 ـ 2 ـ 2 ـ 5 ـ 5 **التهجير** Migration

في الحالة المثالية، تصبح المعطيات السيسمية بعد التكديس في الموقع الصحيح ولها السعات الصحيحة. مع ذلك، تسبب الطبقات حادة الميول انعكاسات لتسجل في مواقع على السطح مختلفة عن مواقعها تحت السطحية الفعلية، كما يظهر في الشكل (3 ـ 21). يحدث هذا كذلك، عندما تحدث تغيّرات كبيرة ومفاجئة في السرعة السيسمية.

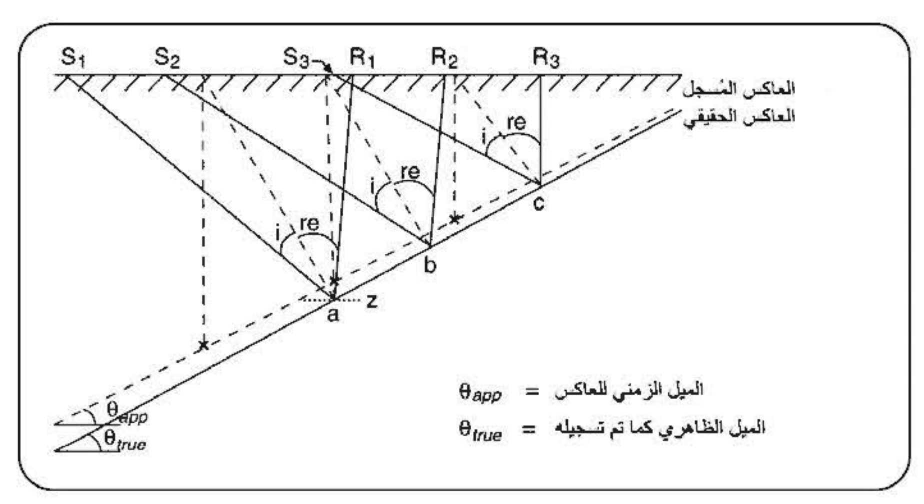
تسقط الموجة الواردة من المنبع في S_1 على نقطة a وعمق z وتنعكس إلى اللاقط في R_1. ففي حالة عواكس أفقية يكون زمن المسير للموجة الواردة مساوياً لذلك للموجة المنعكسة. تسجل النقطة $\acute{a}$ الواقعة على عمق $\acute{z}$ على السطح كأنها في نقطة a ومرتبطة مع العمق z، وإن كلاً من المكان والعمق $\acute{a}=a$ و $\acute{z}=z$ صحيحان.

في حالة العواكس حادة الميول يكون زمن المسير للموجة الواردة مختلفاً عن زمن المسير للموجة المنعكسة. في الصورة يكون زمن المسير للموجة الواردة أقل بكثير من زمن المسير للموجة المنعكسة. يؤدي هذا إلى تسجيل a

أعلى من مكانها الحقيقي مع أنزياح في الموقع السطحي *a*+*a*، وانزياح في العمق *z*+*z*، ويحدث هذا للنقطة b . . . إلخ. يصور الميل الحقيقي (θ_{true}) بشكل خاطئ والميل الظاهري (θ_{app}) ضحلاً.



الشكل (3 ـ 20): تصحيح التباعد الأفقي.



الشكل (3 ـ 21): التهجير.

التهجير هي عملية إعادة الإشارات المنعكسة إلى أماكنها لإظهار الحدث (الحد الجيولوجي أو بنية أخرى) في مكانه الصحيح وفي العمق الصحيح. يوجد

نوعان من التهجير: تهجير قبل ـ التكديس وتهجير بعد ـ التكديس. يشمل الأول تهجير المعطيات السيسمية قبل التكديس، والثاني بعد حدوث التكديس.

إذا كانت الطبقات الجيولوجية أفقية تقريباً والسرعات السيسمية منتظمة، يعطي تهجير زمن بعد ـ التكديس القليل نتيجةً جيدة. إذا كانت السرعات السيسمية متغيّرة قليلاً والميول صغيرة عندئذ يعطي تهجير زمن قبل ـ التكديس حلاً جيداً. في المناطق معقدة البنيات الجيولوجية، مثلاً: تحت الملح أو تحت البازلت، لن تصور أيٌّ من التقنيتين الحدث تحت الملح أو تحت البازلت بشكل صحيح، فتظهر الحاجة إلى تطبيق تهجير العمق قبل ـ التكديس (Pre-Stock Depth Migration (PSDM)).

يتطلب تهجير العمق قبل ـ التكديس قدرة المعالج على رسم نموذج للسرعات السيسمية لما تحت السطح، وهذا يمكن أن يكون بحد ذاته تحدياً. يسمح النموذج المدخل بإعادة العواكس إلى مكانها الصحيح تحت السطح ويصحح الميول الظاهرية إلى الميول الحقيقية.

مع أن تهجير العمق قبل ـ التكديس أداة هامة في تصوير البنيات المعقدة، لكنه عملية مكلفة وتستغرق وقتاً. يطبق هذا التكديس أحياناً فقط عندما تفشل الطرائق الأخرى بإيجاد حل عملي. مع ذلك، مع التقدم في تقنية الحاسوب وقدرات المعالجة من المنتظر أن يصبح اقتصادياً وأكثر جاهزية للتطبيق.

3 ـ 2 ـ 2 ـ 5 ـ 6 **المتكررات** Multiples

توجد أحياناً حاجة إلى خطوة إضافية وهي إزالة المتكررات (Multiples). المتكررات هي إشارات سيسمية انعكست على أكثر من سطح فاصل وهي مألوفة في طبقة متعددة السطوح. إن متكرر قاع البحر معلم مألوف على العديد من المقاطع السيسمية البحرية. إن سطح البحر عاكس قوي، ويمكن للأمواج الراحلة نحو الأعلى أن ترتد عنه قبل أن تنعكس لمرة ثانية على قاع البحر. يمكن أن تكون المتكررات صعبة الإزالة، ويمكن أن تعيق بشدة التفسير السيسمي إذا كانت تحجب عواكس حقيقية.

3 ـ 2 ـ 2 ـ 5 ـ 7 **الخرج السيسمي** Seismic output

يتألف المسح ثنائي الأبعاد من شبكة من الخطوط، ترتب عادة بشكل شبكة

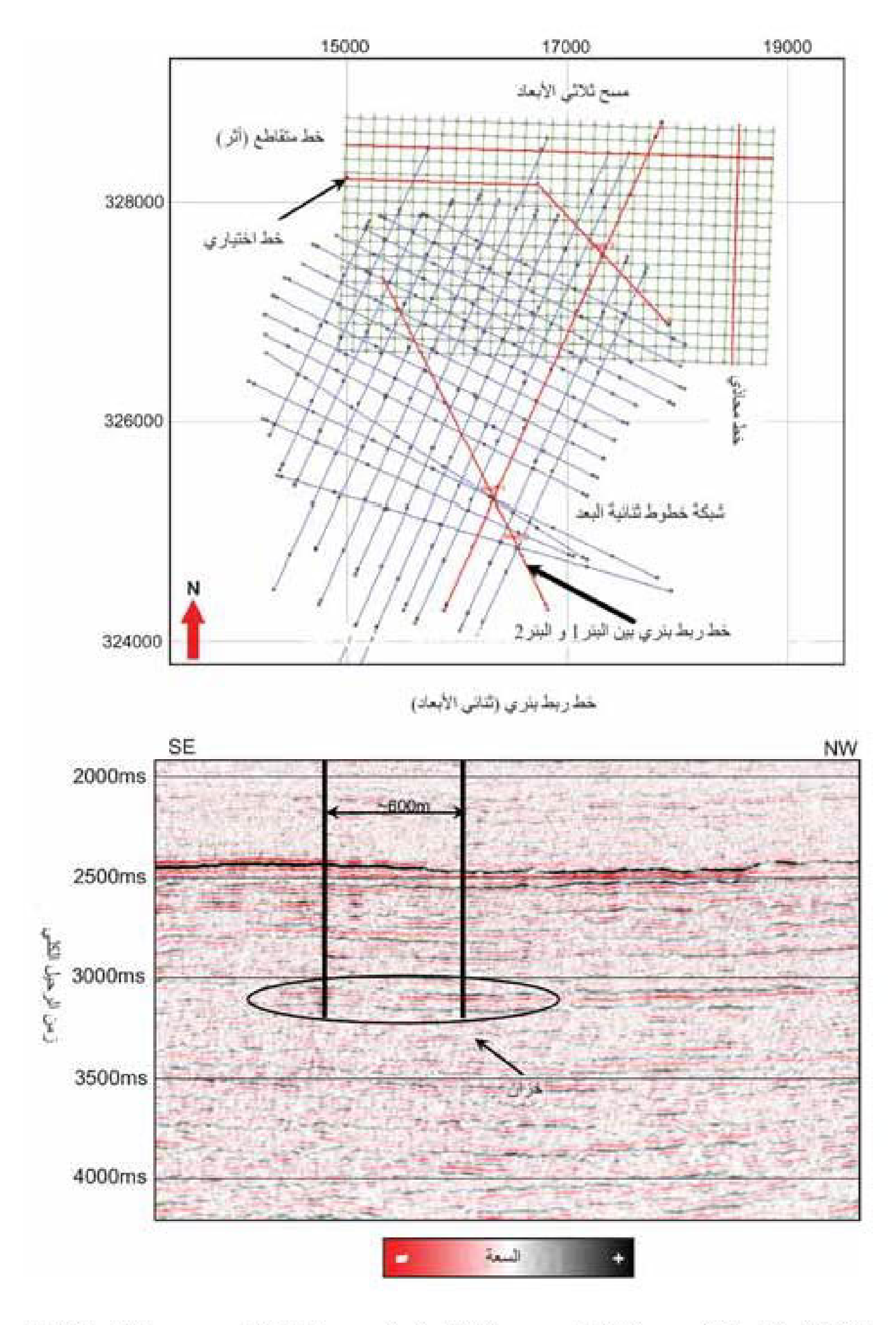
متعامدة بتباعد منتظم، مثلاً 500 متر. والنتيجة المعالَجة هي سلسلة من المقاطع السيسمية للزمن أو العمق (الشكل 3 ـ 22) التي ترتبط في العُقَد أو تقاطعات الخطوط، ويحتوي الخط الثنائي على عدة مئات من الأثيرات (Traces).

يتم الحصول على مسح ثلاثي الأبعاد بسلسلة من الرقع المتوازية يحوي كلٌّ منها عدداً كبيراً من الخطوط المحاذية (خطوط إبحار) وخطوط متقاطعة (متعامدة مع خطوط الإبحار)، تكون عادة بتباعد بين 12.5 و50 متراً. والنتيجة المعالَجة هي ثلاثية الأبعاد «حجم» أو مكعب من المعطيات (الشكل 3 ـ 22) يمكن معاينته على المحاور الثلاثة (خط، أثر، زمن/عمق). يمكن هذه الأيام قطع الحجوم (المكعبات) إلى شرائح على طول «خط اختياري» مثلاً على طول محور قناة متعرجة. يحتوي حجم ثلاثي الأبعاد عادة آلاف الآثار. من الواضح بأنه في طور عملية المعالجة، تحتاج هذه الحجوم الكبيرة إلى مساحة تخزين هائلة في الحاسوب.

3 ـ 2 ـ 3 التفسير السيسمي Seismic interpretation

بعد انتهاء المعالجة، تُحمّل المعطيات على محطّة معالجة للتفسير من قبل الجيولوجيين والجيوفيزيائيين. محطات العمل (workstation) هي حواسيب قوية، تعتمد غالباً نظام لينكس Linux مع شاشتين للسماح للمفسر بالنظر إلى المعطيات في مقطع شاقولي على شاشة، وبشكل خريطة على الأخرى. تبدأ الخطوة الأولى في دورة التفسير بربط المعطيات السيسمية بمعطيات بئر موجودة لتحديد ماذا تقابل العواكس الهامة، مثلاً، أعلى الخزّان أم أعلى الحاجز (seal) الرئيسي. يوجد عادة في الحقول الناضجة عشرات الآبار للمعايرة، لكن في مناطق الاستكشاف قد يوجد زوج من الآبار، تقع أحياناً على بعد عدة كيلومترات.

ترقمن (digitised) العواكس أو الأفاق الرئيسية من الشاشة، وتخزّن في قاعدة معلومات (database)، ويتم ذلك للفوالق (faults) (الشكل 3 ـ 23). بهذه الطريقة يتم رسم خريطة بنية الحقل. (الشكل 3 ـ 24) وتحدد البنية المؤملة أو المصائد الستراتغرافية. يمكن أن يقود التحليل المفصل إلى تعيين الهندسة الداخلية لفاصل الخزّان، مثل أجسام رملية منفصلة ضمن منظومة قناة معقدة.



الشكل (3 ـ 22): خريطة الركيزة مع شبكة خطوط مسح ثنائية البعد ومسح ثلاثي الأبعاد (شكل علوي)، وخط ربط بئري ثنائي البعد في مقطع شاقولي (شكل سفلي).

يفضّل علماء الأرض والمهندسون هذه الأيام عرض المعطيات السيسمية ليس بدلالة معطيات انعكاس مع بصمة مويجة مميّزة، وإنما بدلالة ممانعة صوتية. يتم ذلك بالانقلاب السيسمي (seismic inversion)، وهي عملية تزيل تأثير المويجة، وتمثل المعطيات بطريقة مفهومة جيولوجياً، أي كتابع لخواص الصخر. يتطلب الانعكاس معايرة حذرة لمعطيات البئر ومعرفة شاملة للنموذج الجيولوجي لما تحت السطح.

حالما يكمل التفسير في المجال الزمني، يحتاج تفسير السطوح إلى تحويلها إلى العمق لاستخدامها في النموذج الجيولوجي أو الهندسي. كذلك يتطلب التحويل للعمق معرفة للسرعة السيسمية وأية تغييرات هامة، جانبياً أو شاقولياً، قد تكون موجودة. يوجد عدة طرائق للتحويل العمقي. الطريقة البسيطة هي اشتقاق سرعات سيسمية مجالية لعدد من المجالات الدالة ثم حساب السماكة لكلّ مجال قبل جمعها. تدعى هذه الطريقة «متساوية الحجوم» «isochoring» وتعطي نتيجة مقبولة في مناطق ليست متأثرة بتغيّرات السرعة. الطريقة الأخرى هي بناء نموذج سرعي يقوم على تكديس السرعات. في المناطق المعقدة جيولوجياً، يتطلب تطبيق طرائق أكثر تعقيداً، وحتى يمكن أن توجد تناقضات بين العمق الحقيقي والأعماق المحسوبة.

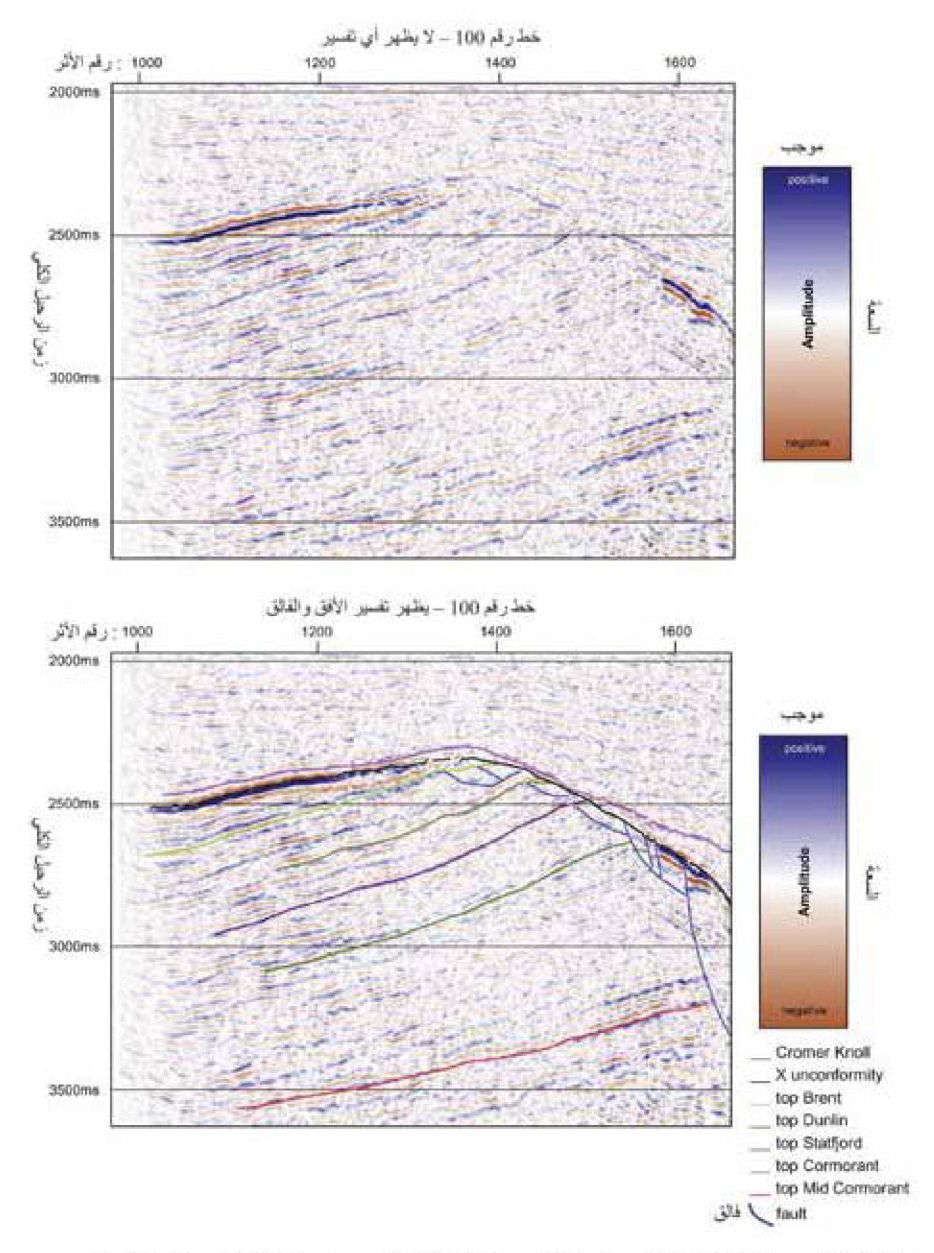
3 ـ 2 ـ 4 الخصائص السيسمية Seismic attributes

سمح تطوير خوارزمية المعالجة بعد ـ التكديس استجواب (interrogate) المعطيات السيسمية ثلاثية الأبعاد بطرائق متزايدة التعقيد. يمكن أن تساعد الخصائص البنيوية للمعطيات كالميل والسمت ودرجة الانتظام المُفَسّر في فهم الأشكال البنيوية في حوض أو في تفسير أنماط الفوالق المعقدة (الشكل 3 ـ 25).

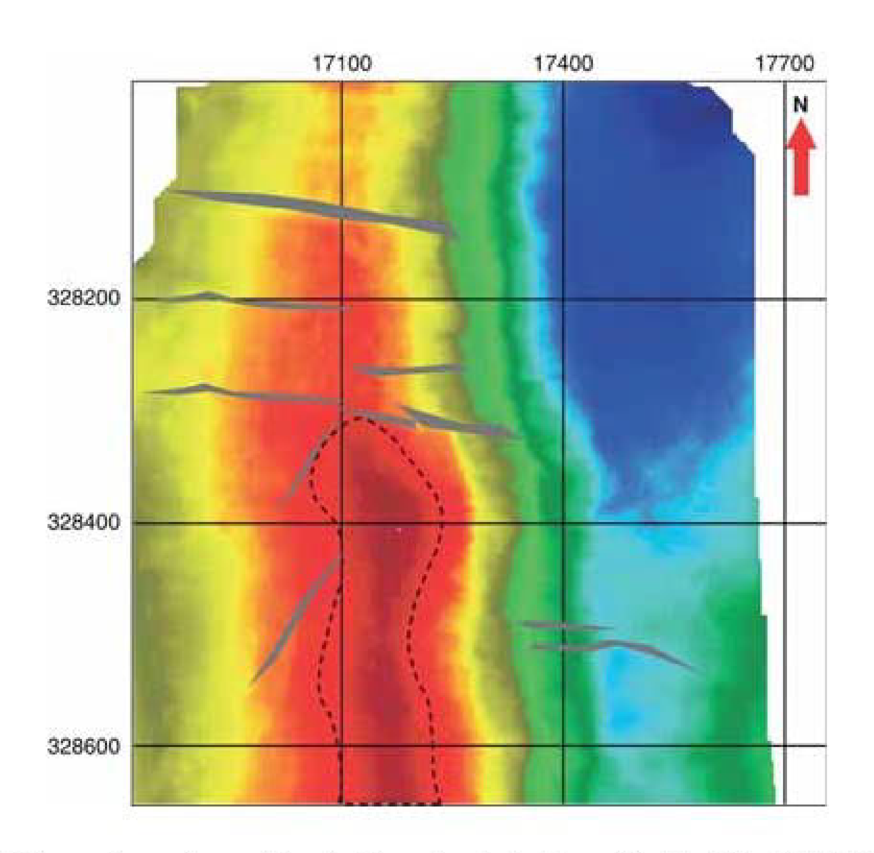
يمكن للخصائص المشتقة من مميّزات سعة المعطيات أن توضح خواص الصخر، مثل المسامية والكثافة وفي بعض الحالات المحتوى المائع، مثلاً الإشباع الهيدروكربوني (الشكل 3 ـ 26). يتطلب تحليل السعة التفصيلي معايرة ونمذجة حذرة قبل محاولة نسب الصخر أو خواص المائع إلى السعات الملاحظة في المعطيات. من المهم الإشارة إلى أن نتائج التحليل جيدة بقدر جودة المعطيات المدخلة ونوعية النموذج.

لقد طورت في السنوات الماضية تقنية تدعى «تفكيك التردد (Frequency

(Decomposition) وتدعى كذلك «تفكيك طيفي (Spectral Decomposition)»، لتحليل المعطيات السيسمية ثلاثية الأبعاد بتفاصيل أكثر. تتضمن تفكيك إشارة السعة إلى مكَوّن حزم تردد ودراسة قوة السعة لكلّ حزمة.



الشكل (3 ـ 23): مقطع سيسمي زمني ـ مع وبدون تفسير للسطوح الفاصلة والفوالق.



الشكل (3 ـ 24) : خريطة بنيوية علوية مع تعيين الفوالق والمحتوى الهيدروكربوني (الخط المتقطع).

3 ـ 2 ـ 5 تغيّر السعة مع الإزاحة AVO

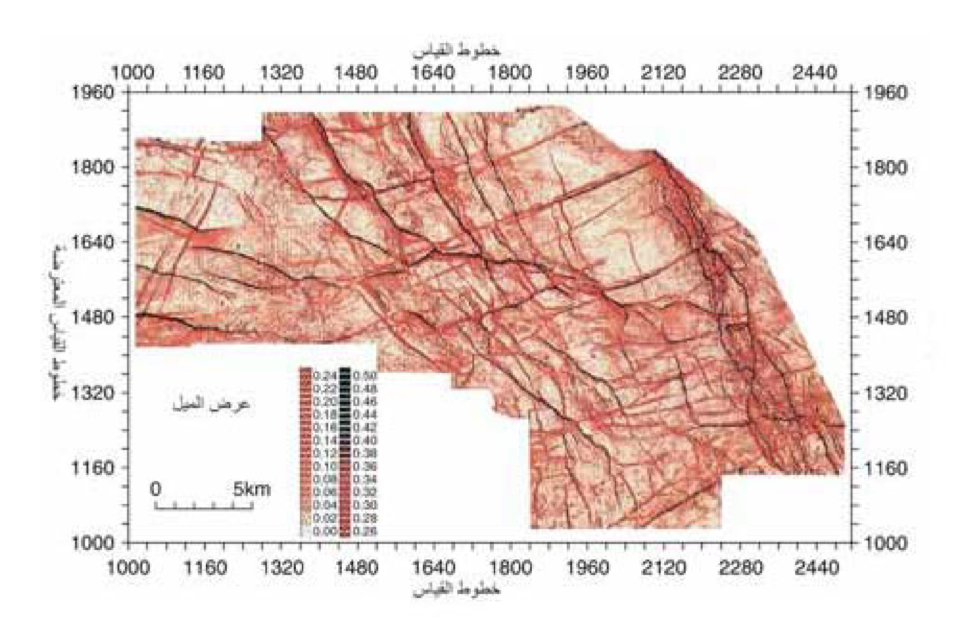
يمكن أن يكون تغيّر السعة مع الإزاحة (Amplitude Variation with Offset (AVO)) أو تغيّر السعة مع الزاوية ((Amplitude Variation with Angle (AVA)) أداة فعّالة في البحث عن الهيدروكربون. فبدلاً من النظر إلى تكديس الآثار لكلّ الإزاحات، الآثار القريبة، والمتوسطة والبعيدة كلٌ على حدة وتقارن سعاتها. من أجل خواص صخر والهيدروكربون المحتوى، تحدث تغيّرات في السعة السيسمية و/أو الطور بين تكديس الإزاحات المختلفة. على سبيل المثال، قد تزداد السعة مع ازدياد الزاوية في حالة الرمل المملوء بالغاز (شكل 3 ـ 28).

يستوجب إنجاز نجاح بتحليل تغيّر السعة مع الإزاحة الحذر بنمذجة

خواص الصخر والمحتوى المائع لفهم التغيّرات التي تحدث نسبة إلى الخلفية. علاوة على ذلك، فإن AVO ليس ملائماً لكلّ أنواع الخزّانات، ويعمل بشكل أفضل في الصخور الحديثة وضعيفة التماسك، مثلاً، في صخور العكر (turbidites) في غرب أفريقيا، أكثر من بعض الخزّانات الأقدم، والأكثر ملاءماً في بحر الشمال North Sea.

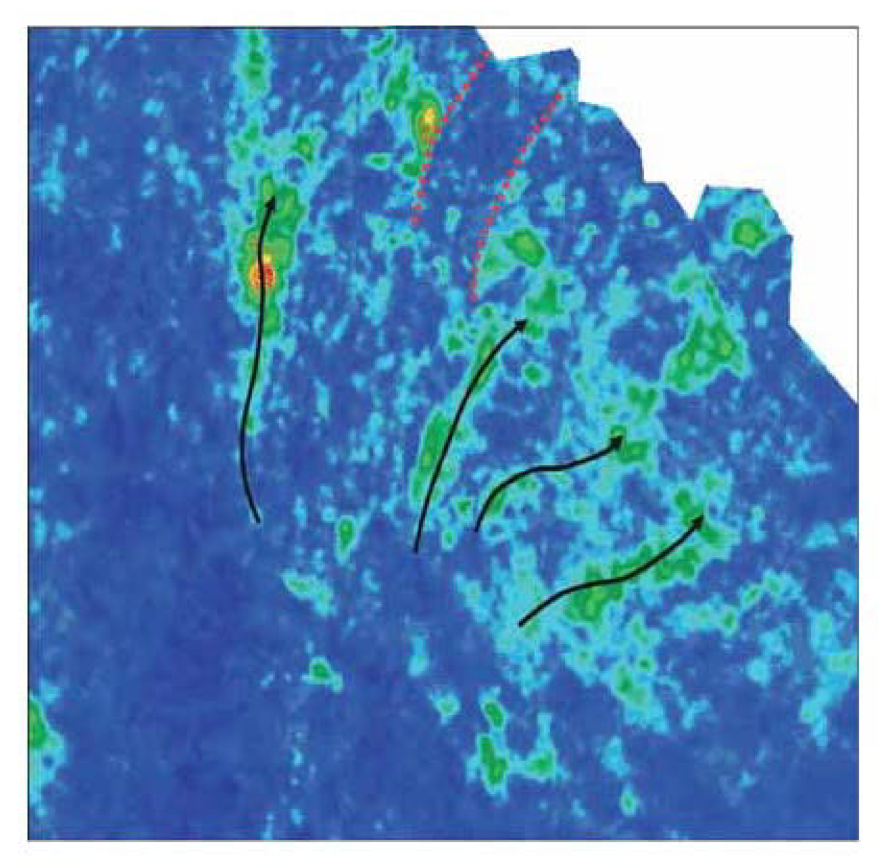
3 ـ 2 ـ 6 المسح السيسمي بمرور الزمن Time-lapse seismic surveys (4D seismic)

يمكن تكرار المسح السيسمي في أوقات مختلفة من حياة الخزّان، مثلاً بفترات منتظمة بعد بدء الإنتاج. قد تحدث تغيّرات في السعة السيسمية والخصائص الأخرى للمعطيات السيسمية بعد ـ الإنتاج، (مسح مراقب)، عند مقارنتها بالمعطيات السيسمية الأولية قبل ـ الإنتاج (مسح أساسي). ترتبط هذه التغيّرات عادة بحركة المائع والتغيّرات في محتوى المائع كنتيجة لنضوب الخزّان (الشكل 3 ـ 28).

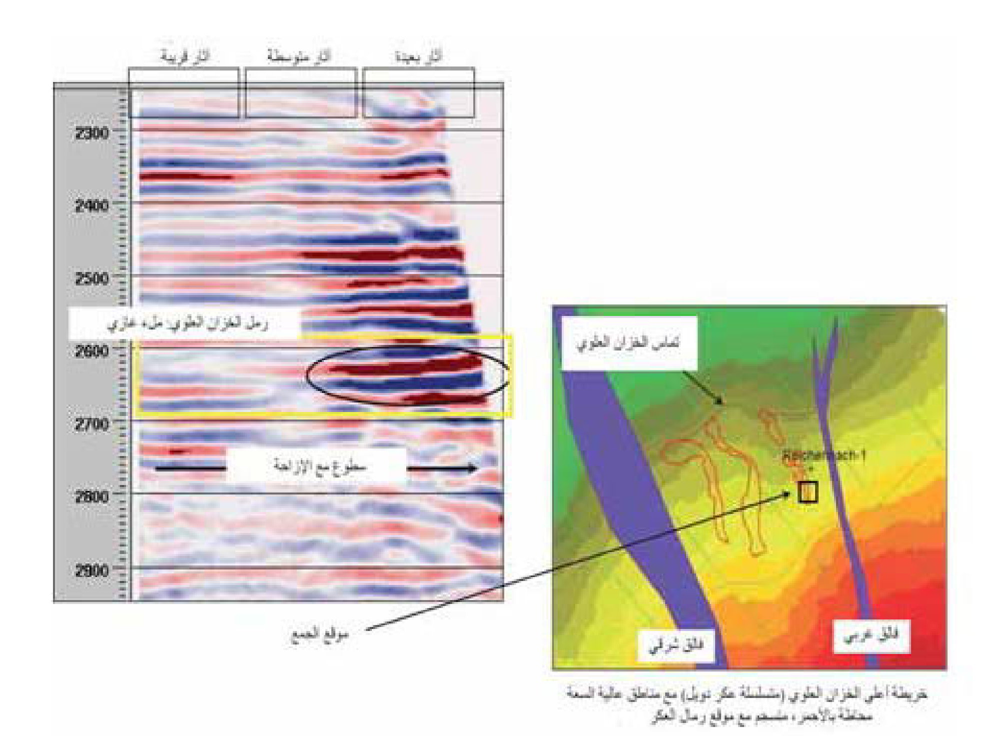


الشكل (3 ـ 25): خريطة بنيوية: خريطة الميل (Dip Map) تظهر تخطّطاً تفالقياً معقداً تحرّض بحركات الملح.

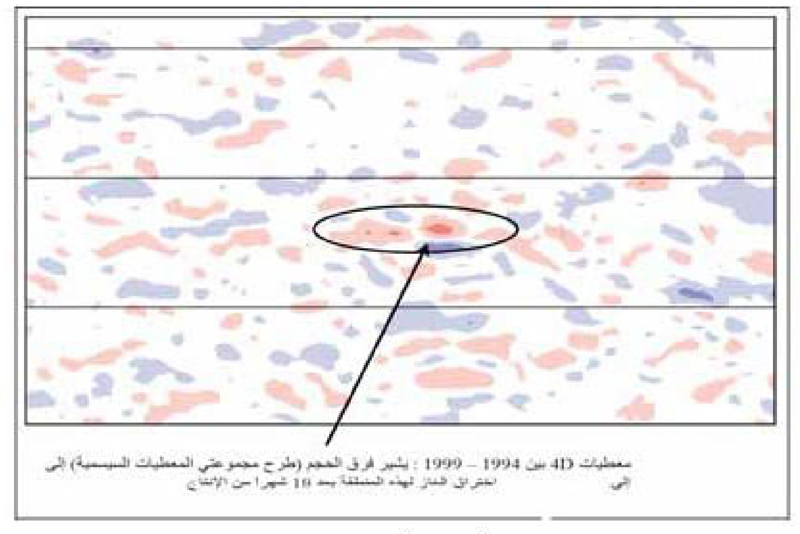
يمكن أن يتضمن المسح السيسمي بمرور الزمن إعادة مسوح VSP و2D أو 3D، يطلق على الأخير معطيات رباعية الأبعاد "4D". يزداد شيوع مسوح المسح السيسمي بمرور الزمن، خاصة في الحقول الناضجة حيث يمكن للمعطيات رباعية الأبعاد تسليط الضوء على الجيوب غير المكتسحة (الشكل 3 ـ 29)، أو تلاحق حركة جبهات الفيضان. من الواضح أنه في المناطق التي يوجد بها منظومة دائمة للحصول على المعطيات السيسمية، تقل كثيراً كلفة الحصول على المسوح السيسمية.



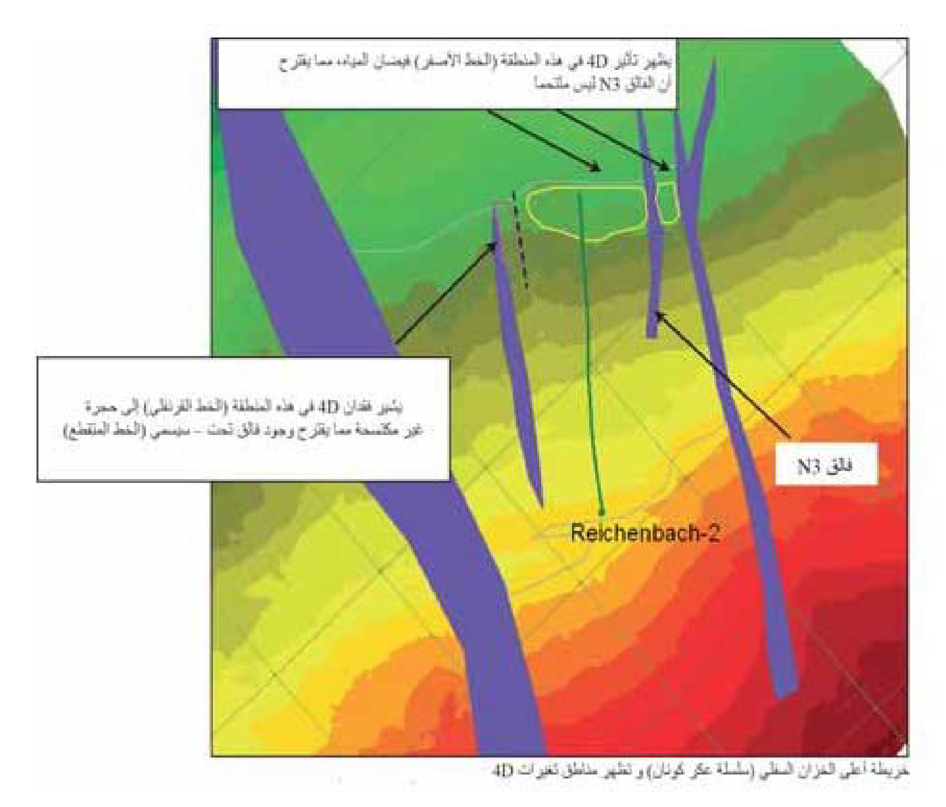
الشكل (3 ـ 26) : خريطة ستراتغرافية : تشير السحنات البراقة (أخضر ، أصفر ، أحمر) إلى وجود أقنية حكر ، لاحظ تأثير التصدع (الخط الأحمر المتقطع) في نقل الرسوبيات (الأسهم).



الشكل (3 ـ 27) : لتنتج الرمال الممتلئة بالغاز في سلسلة دويل Doyle الكندية (الخزان العلوي) سمات سيسمية تزداد بازدياد التباعد.



الشكل (3 ـ 28) : معطيات رباعية الأبعاد : أظهرت فروق المعطيات السيسمية بين 1994 و 1999 لتغيرات في السمات نتيجة الإنتاج.



الشكل (3 ـ 29): تتبُّع حركات تماس الموائع باستخدام المعطيات السيسمية رباعية الأبعاد.

3 ـ 2 ـ 7 التكاليف والتخطيط Costs and planning

يجب عدم بخس الوقت اللازم لتخطيط وجمع ومعالجة وتفسير المعطيات السيسمية. إن مدة سنتين من البداية إلى التفسير النهائي لمسح ثلاثي الأبعاد في بحر الشمال هي مدة مألوفة. مع أن الجهود مستمرة لتحسين الزمن اللازم، لكن التحسين المستمر في تقنية جمع المعطيات ومعالجتها، أحياناً يعني زيادة في الدورة الزمنية وكلفة المسح.

تعتمد كلفة المسح السيسمي على تعقيد المسح، لكن نمطياً يتغيّر من 10000 دولار (بسيط، بحري) إلى 40000 (معقد، قاري) للكيلومتر المربع لجمع المعطيات ثلاثية الأبعاد، وبين 5000 إلى 15000 دولار للكيلومتر المربع

للمعالجة. يمكن أن تكون المسوح ثلاثية الأبعاد بأي مساحة من 100 إلى 2000 كيلومتر مربع وأكثر. مع ذلك، فإن العامل الاقتصادي المحدد هو غالباً النسبة إلى كلفة البئر.

يمكن أن تكون الآبار البحرية مكلفة جداً (تكلّف أبار بحر الشمال، نمطياً، بحدود 20 مليون دولار)، في حين إن الحفر على الشاطئ أقلّ كلفة بكثير. لهذا السبب، غالباً ما تستخدم المسوح ثلاثية الأبعاد في البحر حيث تكون الشركات ميالة أكثر لاستخدام المعطيات السيسمية كبديل للحفر في مرحلة التقييم.

الفصل الرابع

هندسة الحفر

Drilling Engineering

مقدّمة والتطبيق التجاري: تجرى عمليات الحفر خلال كافة مراحل دورة حياة المشروع وفي كلّ أنواع البيئات. الأهداف الرئيسية هي الحصول على المعلومات والمحافظة على الإنتاج. يشكّل الإنفاق على الحفر الجزء الأكبر من نفقات رأس مال المشروع ((Capital Expenditure (CAPEX)) (نمطياً 20 ـ 60٪)، لذلك من المهم فهم التقنيات والأجهزة وكلفة الحفر.

تؤسس البئر الأولى الناجحة لوجود منظومة نفطية عاملة. وفي الأشهر اللاحقة، ستُقيّم المعطيات المجموعة من البئر الأولى وتوثّق النتائج. الخطوة التالية ستكون تقييم التراكم لحفر مزيد من الآبار. إذا تقدم المشروع نحو الأمام لاحقاً، يجب دراسة وتخطيط مزيد من آبار التطوير. ستركز الفقرة التالية على نشاطات الحفر تلك، وستبحث أيضاً في التفاعل بين فريق الحفر وأعمال الاستكشاف والإنتاج الأخرى.

4 ـ 1 **تخطيط البئر** Well planning

يتطلب حفر بئر توظيف مالي ضخم، يتراوح بين عدة ملايين من الدولارات لبئر على القارة إلى 100 مليون دولار لبئر استكشافية في المياه العميقة. يقوم تخطيط البئر (well engineering) على تضخيم قيمة هذا التوظيف المالي باستخدام التقنية الأكثر ملاءمة والعمليات التجارية، لحفر بئر ملائمة للهدف (fit for purpose)، بكلفة صغرى، بدون التعرض للسلامة أو معايير

البيئة. يتطلب تخطيط الحفر الناجح تكامل العديد من فروع المعرفة والمهارات.

تتطلب مشاريع الحفر الناجحة تخطيطاً شاملاً. تحفر الآبار،عادة، لواحد أو لمجموعة من الأهداف التالية:

- لجمع المعلومات.
- لإنتاج الهيدروكربون.
- لحقن الغاز أو الماء للمحافظة على ضغط الخزّان أو لسَوق النفط خارجاً.
- للتخلّص من الماء، أو فتات الحفر أو CO_2 (فصل sequestration).

من المرغوب فيه، للحصول على أفضل تصميم لبئر، حيازة أفضل صورة ممكنة عن ما تحت السطح. لذلك، يجب على فروع معرفية تقديم المعلومات قبل تصميم مسار البئر وقبل اختيار منصّة الحفر وأجهزة محددة.

على الفريق المشرف على ما تحت السطح تحديد أفضل المواقع للآبار المخطّط لها لاختراق الخزّان، وبالتشاور مع مهندس البئر تتمّ الموافقة على المسار المرغوب عبر التتابع المستهدف. بالمناقشة مع مهندسي الإنتاج والبئر يتم تحديد ميل البئر الأعظمي وقطر البئر المطلوب. يهدف تحديد مواقع الآبار وتصميم البئر ومساره لتخفيض مجمل تكاليف إنشاء البئر ومنشآت قاع البحر/ والسطح إلى أدنى حد، مع زيادة الإنتاج إلى الحد الأعظمي.

تعتمد دقة المعاملات المستخدمة في عملية تخطيط البئر على معرفة الحقل أو المنطقة. تسود خلال الحفر الاستكشافي خاصة، والمراحل المبكرة من تطوير الحقل، شكوك كبيرة بمعلومات ما تحت السطح. من المهم توضيح الأمور المشكوك بها وتحديدها كمياً. يجب تضمين المخاطر المحتملة والمشاكل المتوقعة التي تمّت مواجهتها سلفاً في الآبار المحفورة سابقاً في المنطقة (offset wells) في تصميم البئر. يوازن تصميم البئر الأفضل بين المخاطر والأمور المشكوك بها والكلفة وبين قيمة المشروع النهائية.

يوضع أساس تصميم البئر في ملف شامل. ويترجم هذا إلى برنامج حفر.

بالاختصار، يمكن لمهندس البئر تصميم ووضع كلفة البئر بالتفصيل

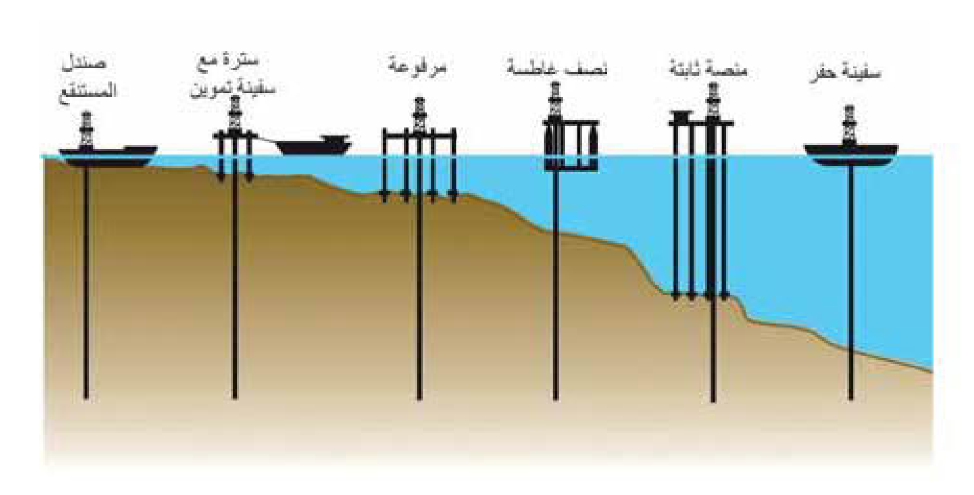
مستعملاً المعلومات المحصّل عليها من مهندسي النفط وعلماء الأرض ومهندسي الإنتاج. وخصوصاً، سوف يخطط للعمق المقرر وتقدير سلسلة التبطين، برنامج وضع الأسمنت، أوزان الطَفلة (mud) وأنواع الطَفلة المطلوبة خلال الحفر واختيار منصّة الحفر (rig) المناسبة والأدوات المتعلقة بها، مثل رؤوس الحفر (drill bit) .

4 ـ 2 أنواع المنصّات واختيارها Rig types and rig selection

يعتمد اختيار نوع منصّة الحفر على عدة معاملات، وخاصة:

- الكلفة وتوفرها.
- عمق ماء الموقع (في البحر).
- الحركية/ وقابلية النقل (على القارة).
- عمق النطاق المستهدف وضغوط التشكّل المتوقعة.
- المناخ السائد/ الأحوال البحرية في منطقة العمل.
- خبرة فريق الحفر (خاصة سجل السلامة!).

يمكن التعاقد على أنواع المنصّات للحفر البحري التالية (الشكل 4 ـ 1):



الشكل (4 ـ 1) : أنواع منصّات الحفر البحرية.



الشكل (4 ـ 2) : منصّة مرفوعة (بإذن من ريدنك وباتس، المملكة المتحدة).

تعمل صنادل المستنقع (swamp barges) في المياه الضحلة جداً (أقل من 20 قدماً). يمكن جرّها إلى الموقع، ثم توازن بحيث ترسو على القاع. وحدة الحفر مثبتة على برج. يستخدم هذا النوع من المنصّات في المناطق المستنقعية، مثلاً، نيجيريا وفنزويلا وساحل الخليج في الولايات المتحدة.

سترات الحفر (drilling jackets) منصّات فولاذية صغيرة تستعمل في المياه الضحلة والهادئة. يمكن حفر عدد من الآبار من منصّة واحدة. إذا كانت السترة صغيرة جداً لتتسع لعملية حفر، توضع عادة منصّة مرفوعة (jack-up rig) (الشكل 4 ـ 2) فوق السترة وتجرى العملية من هناك. حالما يؤكد تطوير قابل للبقاء، يصبح من المخفف للنفقات (cost effective) بناء سترات وإدارتها في بيئات البحار الضحلة. خاصة أنها تسمح بتقدم مرن ومتدرج بنشاطات

تطوير الحقل. التطوير الممرحل باستخدام السترات شائع في المياه الشاطئية، مثل، جنوب بحر الصين الجنوبي (South China Sea) ورصيف خليج المكسيك. إن الآبار التي حفرت من منصّات إنتاج كبيرة في بحر الشمال حفرت بطريقة مماثلة.

منصّات مرفوعة (Jack-up rigs)، إما أن تجرّ إلى موقع الحفر (مع سترة) أو مزوّدة بنظام سَوق. تنزل الأرجل الثلاث أو الأربع في قاع البحر. بعد بعض الانغراز ترفع المنصّة نفسها إلى ارتفاع معيّن فوق مستوى البحر. إذا تمّ الاشتباه بوجود رسوبيات على قاع البحر، توضع حصيرة كبيرة من الغضار على قاع البحر للسماح بتوزيع أفضل للوزن. تدمج كافة أجهزة الحفر والدعم في بنية كاملة. تعمل المنصّات المرفوعة في أعماق مياه حتى 450 قدماً، وبمياه ضحلة حتى 15 قدماً. عالمياً، هي المنصّات الأكثر شيوعاً، وتستخدم في مجال واسع من البيئات وجميع أنواع الآبار.

نصف ـ قابلة للغطس (semi-submersible)، تستخدم للاستكشاف والتقييم في المياه العميقة جداً بالنسبة إلى المنصّات المرفوعة. المنصّة نصف القابلة للغطس هي مركب مؤلّف من ظهر واسع جداً بُني على أعمدة من الفولاذ. يرتبط بهذه الأعمدة المتينة جسمان على الأقل بشكل برجي يدعيان العوّامات.

قبل بدء العمل في موقع محدد، تملأ هذه العوّامات جزئياً بالماء وتغطس لحوالى 50 قدماً من الماء تقريباً لتقدم ثباتاً. يرتبط أنبوب فولاذي كبير القطر بقاع البحر ويستعمل كقناة لسلسلة الحفر (drill string). يقع مانع الانفجار (Blowout Preventer (BOP)) على قاع البحر أيضاً (كومة تحت بحرية).

يساعد عدد من المراسي ومعدّات التثبيت بالموقع الديناميكية (Dynamic Positioning (DP)) في المحافظة على البقاء بالموقع. أصبح ممكناً إعادة وضع المركب نصف ـ قابل للغطس في الموقع باستعمال زوارق القطر أو/وآلة دافعة.

يمكن لمركب نصف ـ قابل للغطس متين، مثلاً، أفق المياه العميقة (deepwater horizon) (معدل 15000 psi) مقابلة ضغوط خزّان عالية والعمل في أقسى الظروف البحرية في أعماق مياه تصل إلى 3000 متر(الشكل 4 ـ 3).



الشكل (4 ـ 3) : منصّات نصف ـ قابلة للغطس. (بإذن من ستينا دريلينغ Stena Drilling)

سفن الحفر (drill ships)، تستعمل للعمل في المياه العميقة والعميقة جداً. يمكن أن تكون أقل ثباتاً من المراكب نصف ـ قابلة للغطس في البحار المضطربة. مع ذلك، إن سفن الحفر الحديثة وعالية المواصفات مثل (Discoverer Enterprise) يمكن أن تبقى ثابتة على الهدف، خلال رياح سرعتها 100 عقدة، باستخدام دواسر (thrusters) قوية تتحكم بها منظومة من معدّات التثبيت بالموقع. تقاوم الدواسر قوى التيارات والرياح والأمواج لإبقاء المركب فوق الهدف مباشرة، بحدود أقل من مترين عن علامتها، بدون مرساة.

إن سفن الحفر المتينة قادرة على العمل في أعماق مياه تصل حتى 3000 متر (الشكل 4 ـ 4).

في بعض الحالات، تطور حقول النفط والغاز من عدد من المنصّات. تحتوي بعض المنصّات معدّات الإنتاج والمعالجة إلى جانب المساكن. بدلاً من ذلك، قد تنجز هذه الأعمال على منصّات منفصلة، نمطياً، في المياه الضحلة والهادئة. مع ذلك إن إقامة أحمال إضافية أو فسحة على كل المنشآت البحرية عملية مكلفة. يجرى الحفر على فترات قصيرة من الزمن مقارنة بمدى حياة

الحقل الكلّية، ومن المرغوب به إقامة منصّة الحفر عند الحاجة. هذا مبدأ عمليات الحفر المصحوبة بمقطورة تموين.



الشكل (4 ـ 4) : سفينة حفر «ترانس أوشن إنتيربرايز».

في عمليات الحفر المصحوبة بمقطورة تموين، يجمع برج الحفر من عدد من الأجزاء المنقولة إلى المنصّة بواسطة مركب قطر. وتوضع كافة المعدّات المُساعِدة، مثل التخزين وخزّانات الطَّفِلة والمساكن على مقطورة التموين، المبنية خصوصاً، فسيحة وتُقطَر وترسى إلى جانب المنصّة (الشكل 4 ـ 5).

لذلك من الممكن خدمة حقل أو عدة حقول من برج حفر مصحوب بمقطورة تموين واحدة أو اثنتين. تصبح المقطورات البرجية في الطقس المضطرب غير قادرة على العمل وغير آمنة، لأن المنصّة ثابتة، في حين إن البرج يتحرك صعوداً وهبوطاً مع الأمواج. في تلك الحالات وفي البيئة العدوانية لبحر الشمال، يمكن لمركب نصف ـ قابل للغطس معدل القيام بعمل مقطورة التموين. حالياً، أدخلت مقطورات نصف ـ قابلة للغطس مبنية لأهداف محددة لتطوير بعض الحقول المستقبلية.



الشكل (4 ـ 5) : الحفر المصحوب بمقطورة تموين.

4 ـ 3 منظومات الحفر والمعدّات Drilling systems and equipment

إن جرى الحفر على الشاطئ أو في البحر فمنظومة الحفر المستخدمة في كلتا الحالتين هي الحفّار الدوراني (rotary rig) (الشكل 4 ـ 6). إن أجزاء هذه الوحدة والأعمال الثلاثة التي تجرى أثناء عمليات الحفر الدوراني هي كما يلي:

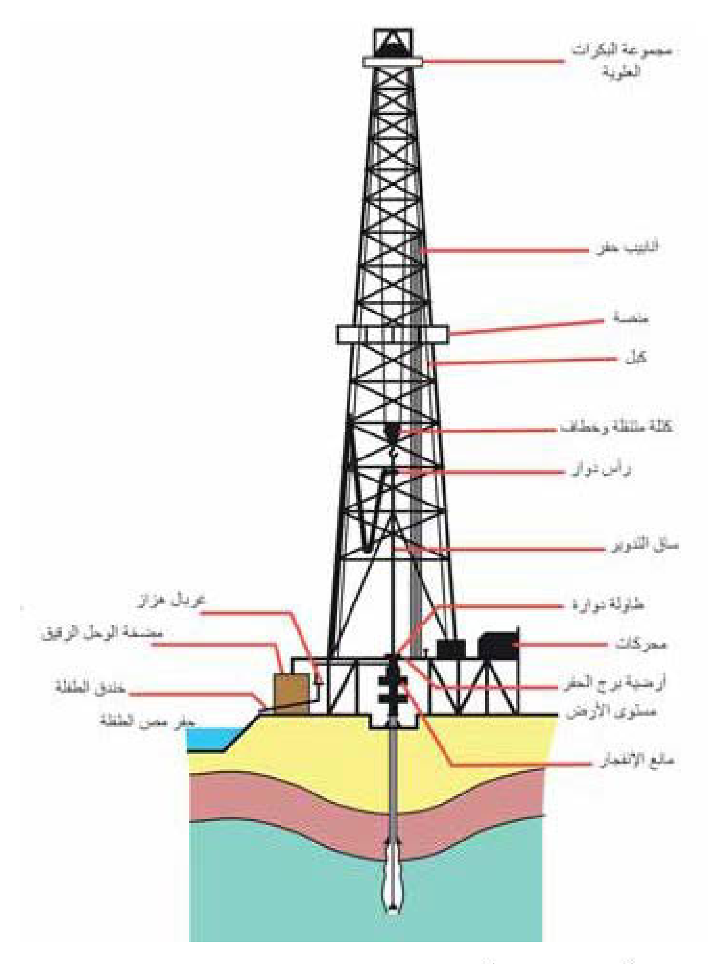
يرسل عزم دوران من مصدر طاقة على السطح بواسطة سلسلة حفر إلى رأس حفر.

- تضخ طَفلِة الحفر من وحدة تخزين عبر سلسلة الحفر ثم نحو الأعلى عبر الحلقات (annulus). ترفع الطَفلِة الفتات الناتج من عمل رأس الحفر إلى السطح. من ثم تنظف البئر ويُبرّد رأس الحفر وتُزيّت سلسلة الحفر.
- يتم التحكم بالضغوط تحت السطحية فوق وضمن الطبقة الحاملة للهيدروكربون من قبل وزن الطَفلِة وسدادة كبيرة على السطح (BOPs).

مع ذلك، تختلف عملياً وحدات الحفر القاري والبحري بالتقنية ودرجة

الأتمتة. يحصل ذلك بشكل كبير نتيجة توفر الحفّار والتكاليف واعتبارات السلامة، وستوضح بالتفصيل في النص التالي.

ستوضح الآن الحفّار الدوراني أثناء العمل، ونعرّج على كلّ عناصر النظام. يوجد نوع عملية الحفر الموصوفة أولاً بشكل رئيسي في المناطق القارية منخفضة الكلفة. تم تطوير الحفّارات القديمة من أجل الآبار المعقدة والأكثر كلفة، لتحتوي على منظومة دوران عليا (top drive system) وأنبوب مؤتمت الدوران (automated pipe handling) كما سيوصف لاحقاً في هذه الفقرة. تبنى الحفّارات الجديدة عادة مع هذه المعدّات بشكل قياسي.

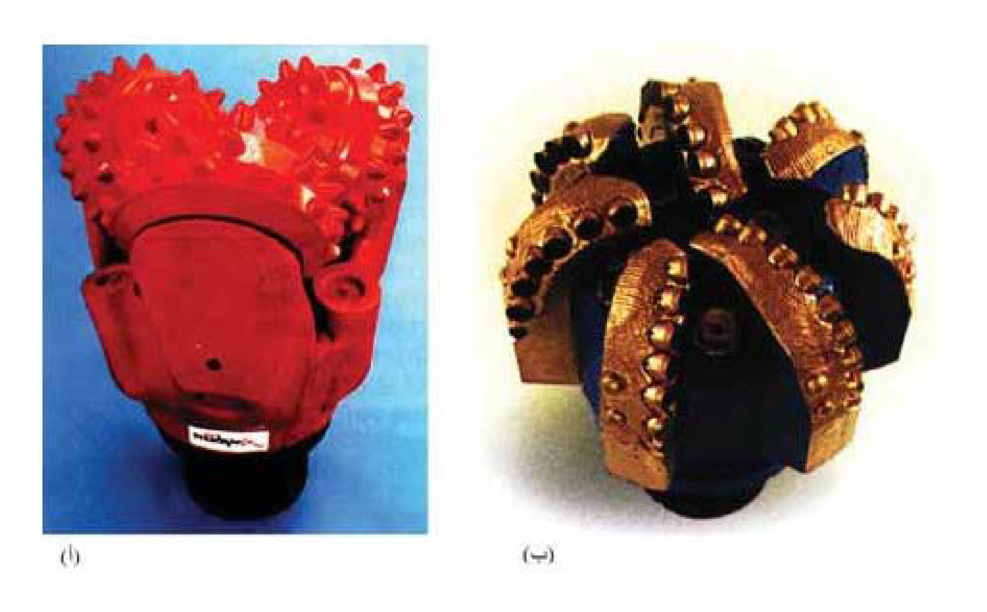


الشكل (4 ـ 6) : الحفّار الدوراني الأساسي.

4 ـ 3 ـ 1 رؤوس الحفر Drill bits

إن أنواع الرؤوس الأكثر استخداماً هي المخروط الدحروج (roller cone) أو الرأس الصخري (rock bit) والرأس المدمج الألماسي متعدد التبلور أو رأس (Polycrystalline Diamond Compact (PDC)) (الشكل 4 ـ 7).

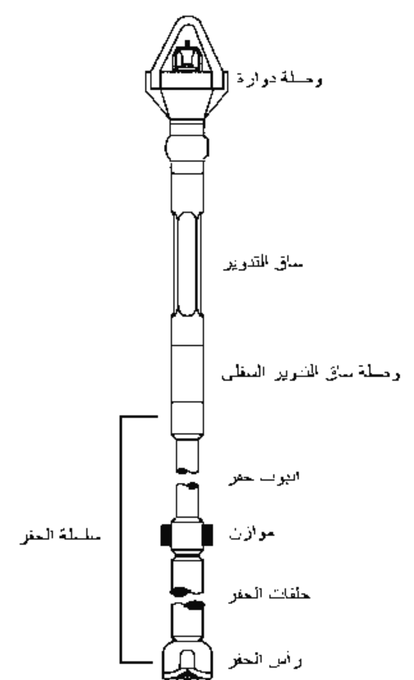
في الرأس الصخري، تدور المخاريط الثلاثة وتكسر أو تطحن الأسنان الصخر تحتها إلى قطع صغيرة (فتات cutting). تُدعَم عملية الحفر بتيار قوي من الطَفلِة التي تطلق تحت ضغط عالي عبر فتحات موجودة على جانب الرأس. بعد بعض الساعات من الحفر (بين 5 و25 ساعة بناء على التشكّل ونوع الرأس) تصبح الأسنان كليلة وتتآكل المساند (bearing). سنرى لاحقاً كيف يمكن تركيب الرأس على سلسلة الحفر. إن الرأس PDC مزود بقواطع الماس صناعي بدلاً من أسنان فولاذ مقسى. هذا النوع من الرؤوس مرغوب لمعدل اختراقه الأفضل (Rate of Penetration (ROP))، وحياة أطول وثباته أثناء الحفر بدورات عالية في الثانية (revolution per minute (rpm))، مما يجعله الخيار الأفضل للحفر بالعنفة (turbine). يعتمد انتقاء نوع رأس الحفر على تركيب وقساوة التشكّل الذي سيحفر فيه ومعاملات الحفر المخطّط لها.



(أ) (ب)

الشكل (4 ـ 7) : رأس الحفر الدحروج (يساراً) ورأس PDC

نجد بين رأس الحفر والسطح، حيث يتولد عزم الدوران، سلسلة الحفر (الشكل 4 ـ 8). مع أنها بالدرجة الأولى وسيلة لنقل الطاقة، لكن سلسلة الحفر تنجز عدة أعمال أخرى، وإذا تحركنا من رأس الحفر نحو الأعلى يمكننا رؤية ما هي تلك.



الشكل (4 ـ 8) : سلسلة الحفر (تخطيطياً).

أطواق الحفر (Drill Collars (DCs)) هي قطع سميكة الجدار وثقيلة من الأنبوب. تحفظ سلسلة الحفر مشدودة (تجنباً للالتواء) وتقدم وزناً على رأس الحفر. تضاف موازِنات (stabilizers) إلى سلسلة الحفر على فترات لتثبيت وزيادة أو إنقاص زاوية البئر. سيوضح دور الموازِنات بتفصيل أكبر في الفقرة 4 ـ 5. إن تجمع قاع البئر (Bottom Hole Assembly (BHA)) الموصوف حتى الآن معلق بأنبوب الحفر ومصنوع من 30 قدماً من مقاطع طويلة من أنبوب فولاذي (وصلات) مربوطة لولبياً مع بعضها بعضاً. ترتبط سلسلة الحفر بوصلة ساق التدوير السفلي (Kelly saver sub). الوصلة السفلى (saver sub) هي أساساً قطعة قصيرة من أنبوب توصيل مسننة الطرفين. في الحالات التي يجب وضع وصلات بها، وتطلب الفصل المتكرر تحفظ الوصلة مسنن الجهاز الأغلى. ساق التدوير هي قطعة من أنبوب سداسية الأوجه، مرتبطة بشدة ببطانة ساق التدوير (Kelly bush)

المرتبطة بطاولة الدوران. بتدوير هذه الأخيرة يرسل عزم الدوران من ساق التدوير عبر البئر إلى رأس الحفر. قد تقتضي عدة دورات من طاولة الدوران لتدير أولاً رأس الحفر عدة آلاف من الأمتار نحو الأسفل.

إن الأنبوب المضلّع معلّق من كتلة الرحيل (traveling block) لأن الأخير لا يدور، لوجود مسند بين الكتلة والوصلة الدوّارة. يدعى المسند بالوصلة الدوّارة. إن تدوير سلسلة حفر في خزّان عميق مشابه بعدياً لإرسال عزم دوران عبر مصّاصة شراب يومية تتدلى من حافة بناء عالٍ مؤلّف من 75 طابقاً. نتيجة لذلك، كل أجزاء سلسلة الحفر مؤلّفة من نوعية عالية من الفولاذ.

بعد تقدم الحفر لبعض الوقت، يجب إضافة قطعة من أنبوب الحفر لسلسلة الحفر (انظر في الأسفل). بدلاً من ذلك قد يُحتاج تغيير رأس الحفر أو إزالة سلسلة الحفر للتسجيل البئري (logging). يتطلب الإخراج من الحفرة رافعة. يتألف هذا في الحفّار الدوراني من خطّاف مرتبط بكتلة الرحيل. هذه الأخيرة تُحَرّك صعوداً وهبوطاً بواسطة سلك فولاذي (خط كتلي block line) يدور عبر مجموعة البكرات العلوية إلى أسطوانة (ساحبة draw works). ساحبة، مزوّدة بمكابح كبير، تحرّك كل سلسلة الحفر صعوداً وهبوطاً حسب الحاجة. يزوّد برج الحفر (derrick) أو الصاري الدعم البنيوي الكلّي للعملية المذكورة.

قد يُحتاج، لأسباب عديدة مثل تغيير رأس الحفر أو مجموعة الحفر، إلى رفع سلسلة الحفر إلى السطح. إنه أمر عادي رفع «منصب» مؤلّف من 90 قدماً من سلسلة الحفر وتعليقها بالصارية، بدلاً من فصل كل الأجزاء عن بعضها البعض. يدعى إجراء السحب من الحفر والتشغيل ثانية بالجولة (round trip).

كانت ومازالت المنظومة التي وصفت حتى الآن في الخدمة لعقود عديدة. هنالك عدة أضرار ظاهرة:

- إن الحاجة إلى إضافة أنبوب بعد كل 30 قدماً من الحفر مستهلك للوقت، فيؤدي إلى وقت أطول لفتح الحفرة وزيادة وقت الحفر ونوعية حفرة أدنى.
- تعتبر أرضية الحفّار أخطر مناطق الحفّار، مما يؤدي إلى نسبة أعلى من حوادث الوقت الضائع.
- تفرض التقنية تحديداً فيما يخص مسار البئر وتعقيده.

قد يتطلب ما يزيد على 500000 دولار أمريكي كأجرة يومية لعمل حفّار بحري متحركة حديثة (Mobile Offshore Drilling Unit (MODU). لذا فإن أي اختصار للزمن يشكّل فرصة كبيرة لتخفيض الكلفة. قاد هذا، والرغبة بتحسين سجل أمان عمليات الحفر إلى أتمتة الحفّارات عالية المواصفات، العاملة في البحر والبر. إن المجالات التي تعرضت إلى تغيّرات مثيرة خلال العقد الأخير هي التالية.

4 ـ 3 ـ 2 منظومات القيادة المتقدمة Top drive systems

بدلاً من وجود طاولة دوّارة في قاعدة الحفّار، وضعت آلية قيادة لسلسلة الحفر على سكك مُوَجِهة (guide rails) تتحرك إلى الأعلى والأسفل ضمن برج الحفر. يسمح هذا بحفر أجزاء بطول 90 قدماً لأنبوب مسبق التجميع، مما يقلّل زمن التوصيل كثيراً.

تؤدي زيادة استمرارية الحفر إلى ظروف أفضل للبئر ومعدل اختراق أسرع. تسمح آخر أنواع الحفّارات بالعمل بمقاطع طولها 120 قدماً. وهي مزوّدة ببرجي حفر ـ واحد يحفر البئر ويستخدم الثاني، متزامناً مع الأول، للتجميع المسبق لسلاسل الحفر (الشكل 4 ـ 9).

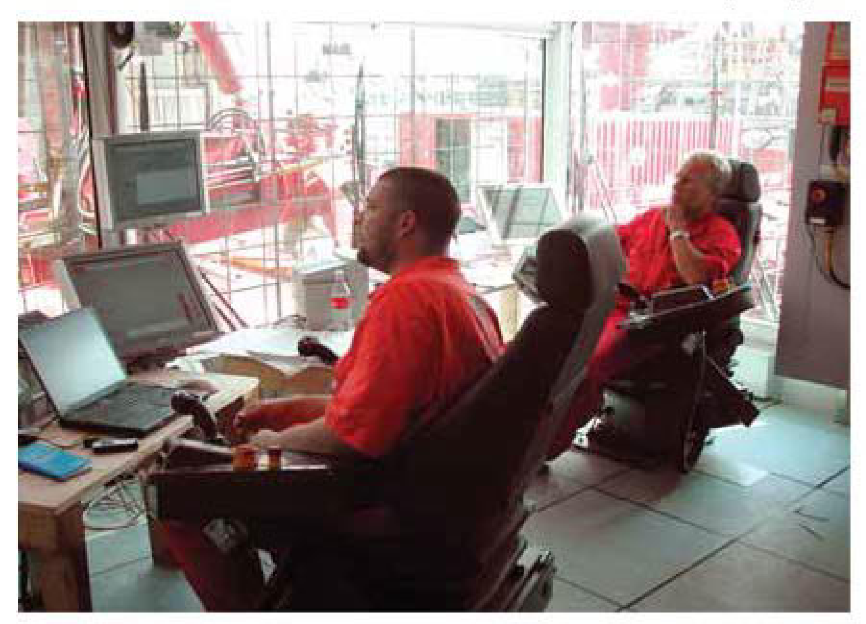


الشكل (4 ـ 9) : منظومة قيادة متقدمة.

4 ـ 3 ـ 3 معاملة الأنبوب المؤتمت Automated pipe handling

استعيض بشكل كبير عن العمل اليدوي بمنظومة هيدروليكية تلتقط الأنبوب من الرف وترفعه إلى أرضية الحفّار وتدخله في سلسلة الحفر. يتحكم بالعملية طاقم الحفّار الموجود في محطّة عمل مبنية بجانب أرضية الحفّار (الشكل 4 ـ 10).

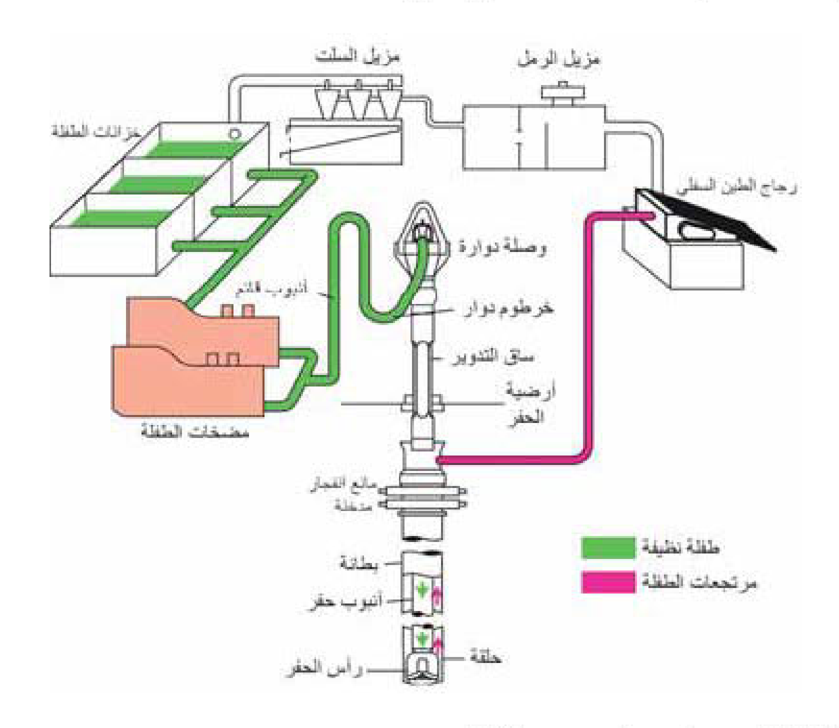
عَلِمنا سابقاً عندما وصفنا عمل القطع برأس الحفّار عن مائع الحفر أو الطَفلة (mud). تُبرّد الطَفلة رأس الحفّار وتزيل الفتات بحملها عبر الحلقات (annulus) وخارج أنبوب الحفر. على السطح تمر الطَفلة فوق عدد من الغرابيل (screens)، رجاجات الطين الصفحي (shale shakers) (الشكل 4 ـ 11) التي تزيل الفتات للتخلص منه. تزال الحبيبات الناعمة التي مرت عبر الغرابيل بواسطة مزيلات الرمل (desanders) ومزيلات السلت (desilters) وتكون الأخيرة عادة hydrocyclones .



الشكل (4 ـ 10): يتحكم طاقم منظومة عمل الأنبوب المؤتمت الظاهر خارج غرفة التحكم.

تنقل الطَفلة بعد تنظيفها إلى خزّانات الطَفلة (mud tanks) التي هي وحدات معالجة وتخزين كبيرة. ومن هناك تنقل مضخّة قوية الطَفلة نحو الأعلى بواسطة أنبوب (أنبوب حامل stand pipe) ثم عبر خرطوم إلى وصلة دوّارة (خرطوم

دوّار rotary hose) وتضخّها نحو الأسفل في الفتحة داخل سلسلة الحفر. في النهاية ستخرج الطَفلة النظيفة (clean mud) مرة ثانية عبر فتحات رأس الحفر. تحضر الطَفلة أصلاً من غضار ممزوج بالماء ـ منظومة بسيطة. وصل تحضير الطَفلة ومعالجتها هذه الأيام إلى تعقيد يتطلب معرفة خبيرة. يتوضح سبب هذا إذا أخذنا بعين الاعتبار الخصائص المتوقعة.



الشكل (4 ـ 11): منظومة تدوير الطَفلة.

يستوجب رفع الفتات بشكل فعّال من البئر تحقيق لزوجة (viscosity) مناسبة، وبنفس الوقت يجب أن تبقى الطَفلة قابلة للضخ. إذا توقف تدوير الطَفلة، مثلاً لتغيير رأس الحفر، يجب أن تكون الطَفلة هلاماً (gel) ويجب أن تبقى أي مادة معلّقة فيها بشكل معلّق لتجنّب التوضع على قاع البئر. يجب أن تبقى مستقرة في درجات الحرارة والضغوط العالية، كما في شروط السطح. يجب أن لا تزال كيميائيات الطَفلة بعملية تنظيف الطَفلة. يجب أن تكون الطَفلة قادرة على حمل مواد ثقيلة مثل الباريت (barites) للتحكم بضغوط التشكّل. يجب أن تكون متوافقة مع التشكّلات قيد الحفر، مثلاً يجب أن تمنع انتفاخ

غضار التشكّل، وأن لا تخرب بشكل، دائم، نطاق الخزّان. أخيراً وليس آخراً، بما أن هذه الموائع تضخ وتنقل ويتم التخلص منها بكميات كبيرة، يجب أن تكون صديقة البيئة ورخيصة الثمن.

غالباً ما تحضر هذه الموائع باستخدام الماء وتدعى طَفلِة مائية الأساس (Water-Based Muds (WBM)). تستخدم أحياناً منظومة أخرى تعتمد على الزيت طَفلِة نفطية الأساس (Oil-Based Muds (OBM)). تفيد الطَفلِة نفطية الأساس في تزييت سلسلة الحفر بشكل أفضل وتوافقية مع تشكّلات الغضار والملح، وتعطي معدل اختراق أعلى بكثير. استخدم عادة وقود المازوت في تحضير الطَفلِة نفطية الأساس. خلال العمليات، كان يتم التخلّص من كميات كبيرة من الفتات الملوّث على قاع البحر. لم يعد هذا التطبيق مقبولاً بيئياً. إذا احتوى الفتات على طَفلِة نفطية الأساس أو أي مائع خطر، يتطلب استعمال منظومة طَفلِة مغلقة الدارة (closed-loop mud system). يجب إزالة تلوّث الفتات في معمل مخصص على البر أو إعادة ضخّه كملاط في تشكّل مناسب. تُطَوّر باستمرار تراكيب ومنظومات من الطَفلِة، مثلاً موائع الحفر الصناعية التي تحلّ محل الطَفلِة نفطية الأساس، ولكنها آمنة بيئياً (طَفلِة صناعية زيتية الأساس) (Synthetic Oil-Based Mud (SOBM)).

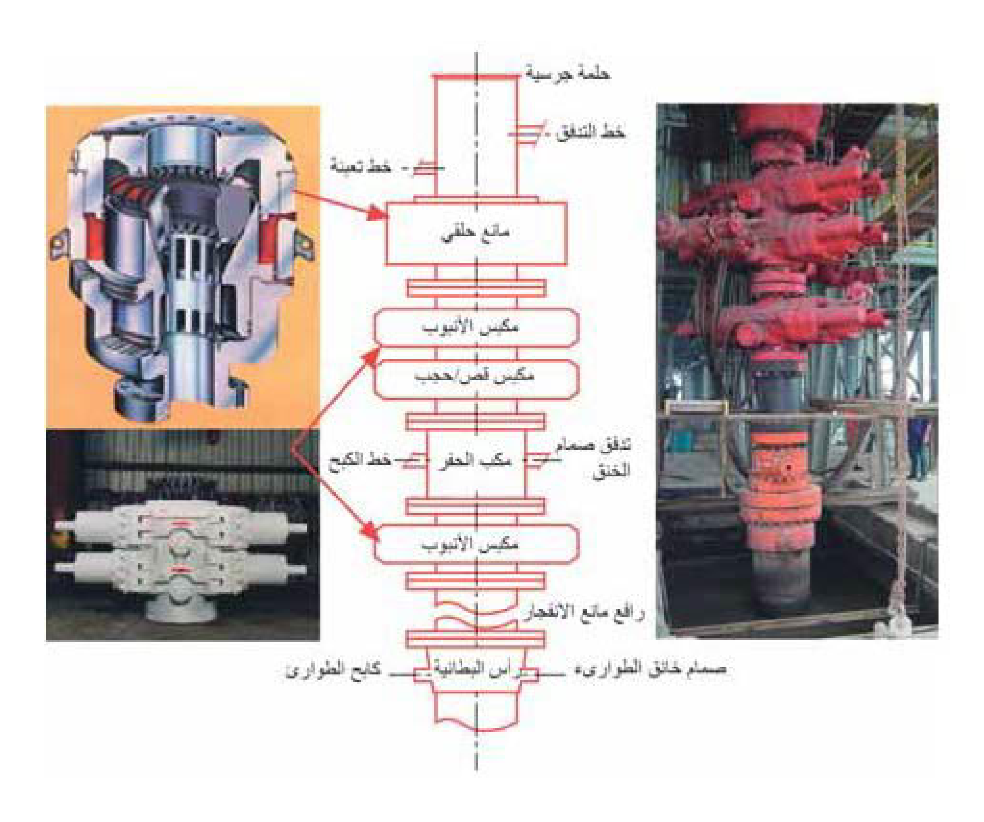
إن لاختيار مائع الحفر وقعاً رئيسياً على تطور البئر وإنتاجه. سنبحث لاحقاً في هذا الفصل العلاقة بين موائع الحفر، عمليات التسجيل والضرر المحتمل بإنتاجية البئر المُسَبّب من غزو الطَفلِة للتشكّل.

إن مانع الانفجار معلم سلامة مهم في كلّ حفّار. كما نوقش سابقاً، إن أحد أهداف طَفلِة الحفر هو تقديم جبهة مائع هيدروستاتيكية لتُوَازن الضغط المسامي للموائع في التشكّلات النفوذة. مع ذلك، ولأسباب مختلفة، (انظر الفقرة 4 ـ 7)، قد «ترفس» البئر أي تدخل موائع التشكّل في البئر، مفسدة توازن المنظومة، دافعة الطَفلِة من الحفرة، وكاشفة الجزء العلوي من الحفرة والمعدّات لضغوط الأعماق تحت السطحية العالية. إن تُركت بدون تحكّم قد تؤدي إلى انفجار، وهي حالة تنسَوق فيها موائع التشكّل إلى السطح بطريقة غير متحكّم بها.

مانع الانفجار هو سلسلة من عناصر الإحكام القوية مصممة لتغلق الفراغ الحلقي بين الأنبوب والحفرة التي تعود منها الطَفلِة إلى السطح. بإغلاق هذا

الطريق، يمكن إغلاق البئر وتجبر الطَفلِة و/أو موائع التشكّل بالمرور عبر صمّام خنق (choke) متحكّم به أو صمّام (valve) قابل للتعديل. يسمح صمّام الخنق هذا لطاقم الحفر بالتحكّم بالضغط الذي يصل إلى السطح لاتّباع الخطوات الضرورية لقتل البئر («killing» the well) أي الإعادة إلى المنظومة المتوازنة. يعطي الشكل (4 ـ 12) مجموعة نمطية لمانع انفجار. يملك المانع الحلقي سدّادة مطاطية تنفخ هيدروليكياً لتنطبق بشدة حول أي أنبوب في الحفرة. يقبض المانع من نوع المكبس (ram) على الأنبوب بمكابس أنبوب فولاذي مبطنة بالمطاط، ويغلق الفتحة بمكابس غير نفّاذة عندما لا يوجد أنبوب في المكان أو بقطع الأنبوب بمكابس قصية هيدروليكية لإغلاق الفتحة.

يُفتَح مانع الانفجار ويُغلَق بواسطة مائع هيدروليكي مخزون في مجَمع تحت ضغط 3000 رطل على الإنش، يطلق عليه أحياناً وحدة «كومي» (Koomy).



الشكل (4 ـ 12): مانع الانفجار.

تُجرى كافة نشاطات الحفر من قبل طاقم الحفر، الذي يعمل بنوبات عمل 8 ـ 12 ساعة. يدير الرجل الحفّار ومعاون الحفّار أجهزة تحكّم بالحفر على أرضية الحفّار، من حيث تمكّنهم الأجهزة بإظهار معاملات الحفر والتحكم بها، خصوصاً:

- حمل الخطاف (hookload).
- عزم دوران سلسلة الحفر.
- ثقل مطبق على رأس الحفر ((Weight On Bit (WOB)).
- عدد الدورات بالدقيقة ((revolution per minute (rpm)).
- ضغط المضخّة والمعدل.
- معدل الاختراق بالدقيقة/ القدم.
- وزن الطَفلِة عند الدخول والخروج من الفتحة.
- حجم الطَفلِة في الخزّانات.

تزوّد عمليات الحفر التي تطبّق نظام القياس أثناء الحفر ((Measurement While Drilling (MWD)) (انظر الفقرة 4 ـ 5) مهندسي الحفر بمعاملات التشكّل، وضغط البئر مع العمق ومعطيات الاتجاه في الزمن الحقيقي.

تتطلب عمليات الحفر، بالإضافة إلى طواقم الحفر، عدداً من المختصين بهندسة الطَفلِة، والتسجيل البئري، والالتقاط (fishing). . . .إلخ، ولا ننسى طواقم الصيانة والطبّاخين وعمال التنظيف. من المألوف وجود 40 ـ 90 شخصاً في الموقع، اعتماداً على نوع الحفّار والموقع. تدار العملية في الموقع من قبل «رجل الشركة» (Company Man)، الذي يمثل مدير المشروع، وكذلك «مدير الحفّار» (Rig Manager) وهو ممثل متعهد الحفر.

4 ـ 4 **إعداد الموقع** Site preparation

حالما تتوضح أهداف البئر، يجب اتخاذ قرارات أخرى. أحد القرارات هو أين يجب تحديد موقع الحفر بالنسبة إلى الهدف تحت السطحي وأي نوع حفّار يجب استخدامه.

إذا لم يكن قد جرى حفر مسبق في المنطقة، يجب إجراء تقييم الوقع

البيئي كخطوة أولى. يجرى تقييم الوقع البيئي عادة من أجل:

- تحقيق المتطلبات القانونية للدولة المضيفة.
- التأكد من أن نشاط الحفر مقبول من البيئة المحلية.
- تقدير المخاطر والمسؤولية القانونية في حالة الحوادث.

قد يتضمن تقييم الوقع البيئي اهتمامات مثل:

- حماية مواقع ذات أهمية خاصة (مثلاً محميات طبيعية، مواقع أثرية).
- تحكّم بالضجيج في مواقع مبنية.
- هبوب الهواء.
- الدفق والتخلص من النفايات.
- الوقع البصري.
- حركة المرور (نقل الحفّار والتزويد).
- استجابة الطوارئ (مثلاً، الحريق والانسكابات النفطية).

إن تقييم الوضع البيئي، ملف مهم، غالباً على المسار الحرج لمشروع الحفر. ففي المناطق الجديدة قد لا تكون المعطيات البيئية متوفرة. قد يمتد جمعها على مدى عدة مواسم للحصول على معاملات مثل: التيارات ومسارات الهجرة ومواطن التوالد (habitats) ونماذج الطقس.

4 ـ 4 ـ 1 **المواقع الشاطئية** Onshore sites

يجرى مسح الموقع، الذي يعيّن منه عدد من المعاملات الجيوتقنية، مثل سعة حمل التربة في الموقع المخطّط، طرقات الدخول المتوقعة، المحظورات السطحية مثل مناطق البناء، والبحيرات، المحميات الطبيعية والطبوغرافيا العامة ومصادر المياه الممكنة. يسمح المسح بتحضيرٍ كافٍ للموقع المستقبلي. مثلاً، تحتاج تربة المناطق المستنقعية الشاطئية للتغطية بحصيرة داعمة.

يعتمد قياس موقع الحفّار على المتطلبات العملياتية وعلى المحظورات السطحية المحتملة والمفروضة من مواقع خاصة. سوف يحدد بما يلي:

- نوعية برج الحفر والصارية (الذي يعتمد على الأحمال المطلوبة)، ويجب

أن يكون ممكناً تجهيزه في الموقع.

- وضع معدّات الحفر.
- قياس حفرة النفايات.
- مقدار مساحة التخزين المطلوبة للمواد الاستهلاكية والأجهزة.
- عدد الآبار التي ستحفر.
- فيما إذا كان الموقع سيكون دائماً (في حال تطوير الحفر).

يمكن أن يزن الحفّار القاري ما يزيد على 200 طن، وينقل بأحمال أصغر للتجميع على الموقع.

يجب قبل تحريك الحفّار والمعدّات الإضافية تنظيف الموقع من النباتات وتسويته. للحماية من انسكاب محتمل للهيدروكربون والكيميائيات، يجب تغليف الموقع بطبقة بلاستيكية رقيقة وإقامة منظومة صرف مغلقة. يجب أن تتأكد إدارة الموقع بأنه يمكن حجز أي مُلَوِّث والتخلص منه بشكل آمن.

إذا تطلّب طاقم الحفر والخدمة الإقامة في الموقع، يجب بناء مخيّم. توجب متطلبات السلامة، بناء المخيّم على مسافة من الحفّار وأن يتألف من مختلف أنواع الحجرات المتنقلة. يتطلب المخيّم حفرة نفايات وطرقاً سالكة ومواقف سيارات ومُزَوّد ماء شرب.

4 ـ 4 ـ 2 المواقع البحرية (البعيدة عن الشاطئ) Offshore sites

تعتمد متطلبات المسح على نوع الحفّار وعلى مدى تطوير الحفر، مثلاً بئر استكشافية واحدة أو إقامة سترة حفر (drilling jacket).

تبلغ مساحة منطقة مسح نمطية حوالى 4 x 4 كيلومتر، ومتمركزة حول الموقع المخطّط. قد يتضمن المسح ما يلي:

- **مسح قاع البحر** Seabed survey: يؤدي إجراء مسح بالصدى عالي ـ التحليل (high-resolution echo-sounding) وتصوير براسم الأعماق (sonar imaging) إلى وضع صورة دقيقة لقاع البحر. تسمح التقنية للمفسر بالتعرف على المعالم مثل أنابيب النفط والأرصفة البحرية وحطام السفن. وخصوصاً عند اعتبار حفّار مرفوع، يتطلب ذلك خريطة دقيقة لتلك المعيقات لتثبيت أرجل

الحفّار بشكل سليم. قد يُظهر هذا المسح أحياناً بنيات شبيهة بالفوهات البركانية (ندوب pockmarks)، هذا شيء عادي في العديد من المناطق. هذه نتيجة هروب الغاز من الطبقات العميقة إلى السطح، وقد تشير إلى وجود خطر من تجمعات الغاز الضحلة.

● **المسح السيسمي الضحل** shallow seismic : خلافاً للمسح السيسمي العميق الذي يستهدف مقطع الخزّان، يتم اختيار معاملات المسح الضحل لتزويد التحليل الأعظمي ضمن الطبقات الرسوبية القريبة من السطح (مثلاً، الـ 800 متر العليا). الهدف هو كشف وجود مؤشّرات لجيوب غازية ضحلة أو نطاقات مائية. قد يكون الغاز محجوزاً ضمن عدسات رملية قريبة من السطح، وقد يدخل إلى البئر إذا تم اختراقها برأس الحفر، مما قد يؤدي إلى حالة انفجار. المداخن الغازية (gas chimneys) هي بنيات هروب (escape structures) للغاز المحقون، حيث ولّد الغاز المتسرب من الخزّان نطاقاً مشحوناً بالغاز في الطبقات المغطية. فيما لو تم اختراق نطاقات مائية ضحلة فقد تتدفق إلى سطح قاع البحر وتخفّف من استطاعة تَحَمّل كومة الناقل.

● **حفر التربة** soil boring : عندما تتطلب المنشآت المخطّط لها دعم التربة، مثل سترة الحفر أو الحفّارات المرفوعة، يجب تقييم استطاعة التَحَمّل load-bearing (تماماً مثلما على الموقع القاري). تؤخذ عادة مجموعة من اللباب (cores) الضحلة للحصول على عيّنة من الطبقات الرسوبية للدراسة المخبرية.

يجب إجراء مسح للموقع، خصوصاً للحفّارات المرفوعة، قبل كل إعادة عمل للتأكد من أن الحفّار قد وضع بعيداً عن الانطباعات المتشكّلة سابقاً (المنخفضات على قاع البحر التي تركت من أرجل حفّار مرفوع في أعمال سابقة).

4 ـ 5 **تقنيات الحفر** Drilling techniques

إذا درسنا مسار بئر من السطح إلى العمق الكلّي (Total Depth (TD))، فمن المفيد النظر بشكل منفصل إلى المقطع الضحل والمتوسط وفواصل الخزّان. يشار عادة إلى المقطع الضحل باسم الفتحة العليا (top hole)، ويتألف من رسوبات غير متماسكة، وبالتالي تكون قوة التشكّل منخفضة، ويجب اختيار معاملات الحفر والمعدّات بشكل مناسب.

إن مقطع الخزّان هو الأكثر تماسكاً والهدف الرئيسي الذي حفرت البئر من أجله، لذا يجب التأكد من أن عملية الحفر لن تخرب أي طبقة منتجة.

4 ـ 5 ـ 1 حفر الفتحة العليا Top hole drilling

يتطلب إنشاء قاعدة ينطلق منها الحفر في المقطع الأول من البئر. ففي موقع قاري، يجب أن يكون قبو (cellar) من الأسمنت حيث يوضع فيه مرشد (conductor) أو أنبوب موقد (stove pipe) قبل جلب الحفّار. لاحقاً، سوف يحتوي ا‌لشجرة الميلاد (Christmas tree) (مجموعة من السدّادات والصمّامات للتحكّم بالإنتاج)، حالما ينتهي حفر البئر ويبعد الحفّار عن الموقع (الشكل 4 ـ 13).



الشكل (4 ـ 13): قبو وشجرة الميلاد في موقع أرضي.

كما في صناعة البناء، يتم غرز (piling) المرشد بإسقاط أثقال على الأنبوب أو باستخدام مطرقة هيدروليكية حتى يتوقف أي إدخال. في البيئة البحرية، يتم إمّا دعم المرشد (مثلاً على منصّة) أو تحفر عادة حفرة كبيرة القطر، وينزل إليها المرشد ويثبت بالأسمنت. حالما يحفر الرأس الحفّار تحت المرشد، يقال عن البئر بأنها قد غُرِست (spudded).

تحفر الفتحة العليا عادة برأس حفر كبير القطر (بين 22 أو 27 إنش). يصمم رأس الحفر (من نوع مخروط دحروج roller cone type) لحفر تشكّلات،

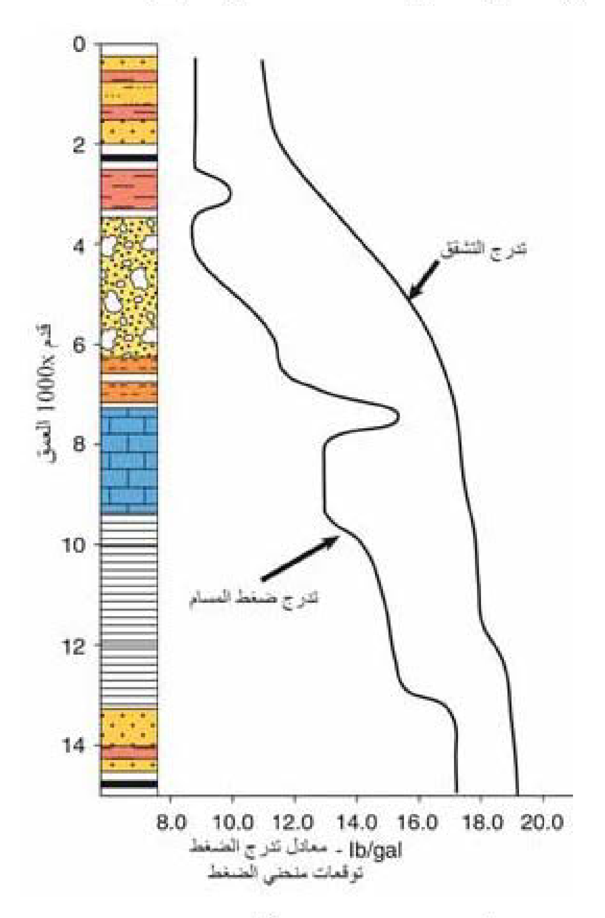
غالباً، طرية. نتيجة لقطر الفتحة ومعدل الاختراق السريع، يجب معالجة كميات كبيرة من التشكّل المحفور وإزالتها من منظومة دوران الطَفلِة. يتم غالباً تخفيض سرعة الاختراق للسماح بإزالة الفتات وتنقية الطَفلِة. في بعض الحالات، تخفف المشكلة بحفر أولاً حفرة مرشدة (pilot hole) بقطر رأس حفر أصغر (12.5 إنش) ولاحقاً يحفر المقطع ثانية بالقياس المطلوب باستخدام فاتح الحفرة (hole opener). يكون هذا أساساً رأس حفر أكبر من رأس الحفر الأصغر. يتم استخدام فاتح الحفرة إذا كان سيجرى في الحفرة قياس (معظم أدوات التسجيل ليست مصممة لأقطار فوق 17.5 إنش) وفيما إذا كان مطلوباً القيام بحفر اتجاهي دقيق.

يتم في النهاية تثبيت تبطين سطحي بالأسمنت لمنع انهيار الفتحة وصيانة الحوامل المائية الضحلة.

4 ـ 5 ـ 2 المقطع المتوسط والخزّان Intermediate and reservoir section

يجب في معظم الحالات حفر مقطع متوسط بين الحفرة العليا ومقطع الخزّان. يتألف هذا المقطع من صخور أكثر تصلباً من الحفرة العليا. تزداد غالباً زاوية الميل كثيراً في هذا الفاصل لتصل إلى الهدف تحت السطحي، وقد يصل الرحيل الجانبي من الإحداثيات السطحية عدة كيلومترات. يجب تحديد وزن الطَفلِة بناء على ضغط المسام المتوقع (من المعطيات السيسمية أو المعطيات المقاسة من آبار التجريب (offset wells). يجب أن يفوق الضغط المطبق من عمود الطَفلِة ضغط التشكّل للحفاظ على رجحان التوازن (overbalance) ومنع الحفرة من الانهيار، لكن يجب أن يكون أصغر من الضغط الشقي (fracture pressure) للتشكّل (الشكل 4 ـ 14). إذا تم تجاوز قوة التشكّل، قد يحدث تشقق، وينتج فقدان للطَفلِة وتخريب التشكّل. إن استقرار البئر/ التشكّل هو مجال الجيوميكانيك (geomechanics). يبرز التحدي في تخطيط البئر عندما تُظهّر صلابة الصخور، وبالتالي استقرار البئر تغيّرات كبيرة اعتماداً على زاوية البئر واتجاهها، كما يبدو من الشكل (4 ـ 15). في هذا المثال، قد يتطلب الفرق الصغير بين تدرج التشقق (fracture gradient) وتدرج الانهيار (collapse gradient) في حال الانحراف العالي، مراجعة مسار البئر المخطّط منذ البداية في المقطع المتوسط ومقطع الخزّان.

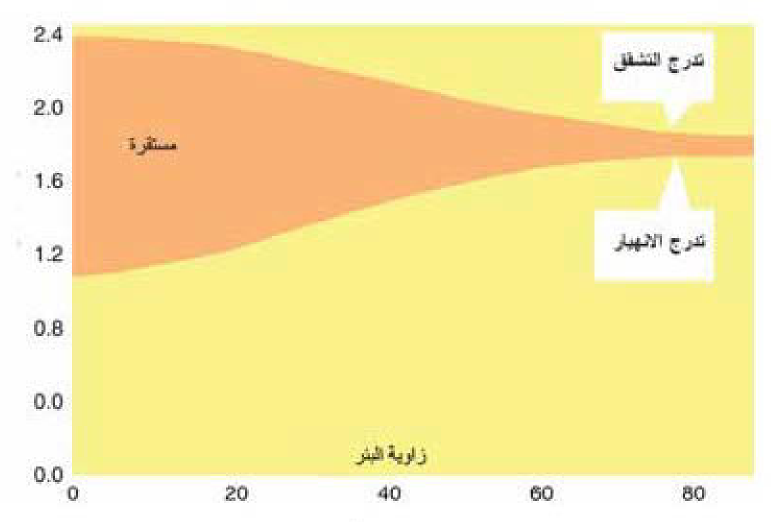
يتم وضع تبطين متوسط فوق الخزّان لحماية النطاقات الحاملة للماء والمضغوطة هيدروستاتيكياً من تدفق هيدروكربون ربما، مفرط الضغط (overpressured) ولضمان سلامة البئر فوق المجال المستهدف. ففي الحقول الناضجة الذي مازال الإنتاج منها جارياً لسنوات عديدة، قد يظهر الخزّان انخفاضاً شديداً في الضغط، أخفض من النطاقات العليا ذات الضغط الهيدروستاتيكي. تغطي الفقرة (4 ـ 6) التبطين وضخ الأسمنت.



الشكل (4 ـ 14): يجب أن يكون غلاف وزن الطَّفلة بين تدرج ضغط المسام وتدرج التشقق.

تذكّر، قبل الاستمرار بفحص مظاهر الحفر عبر الخزّان، بأن الخزّان هو الهدف الرئيسي للبئر ومصدر القوة المستقبلي للشركة. إذا أتلفت عملية الحفر التشكّل، فقد يتأخر الإنتاج أو يضيع نهائياً. ففي الآبار الاستكشافية، قد لا تكون

المعلومات من التسجيل البئري والاختبار كافية لتقييم إمكانيات النجاح تماماً، إذا لم تكن الفتحة خاضعة للمعايرة، ممّا قد يحتّم تغيير المسار (sidetracking) أو بئر إضافية. من ناحية أخرى، هنالك مجال واسع لتحسين الإنتاج وقيمة معلومات البئر بالاختيار الحذر للتقنية والتدريب.



الشكل (4 ـ 15): مثال عن العلاقة بين وزن الطَفلِة واستقرار البئر.

ففي بعض المناطق، مثل وسط بحر الشمال، المناطق البحرية لكندا، وعلى شاطئ كاليفورنيا يوجد تراكمات ذات ضغط عالٍ وحرارة عالية (High Pressure High Temperature (HPHT)). قد تواجه الآبار درجات حرارة الخزّان أعلى من 370 درجة فهرنهايت (190 درجة مئوية) وضغوطاً أعلى من 15000 ليبرة/ إنش. تعتبر هذه الظروف تحدياً لموائع الحفر ومحركات الطَفلِة والمدادات وأدوات السبر البئري. على الخصوص، مكوّنات مثل البطاريات والحساسات والإلكترونيات والسدادات الممرونة (seal elastomer) التي يجب تطويرها خصيصاً لهذه الظروف الحدية.

4 ـ 5 ـ 3 الحفر الموجّه Directional drilling

يجرى الحفر الموجّه عادة بمنظومة دوّارة قابلة للتوجيه (rotary steerable system) (الشكل 4 ـ 16). توضع وحدة توجيه وتحكّم في البئر بجانب تجمع الرأس الحفّار. تقوم وسائد (محفزات actuators) دوّارة موازنة موجهة إلكترونياً

بتطبيق قوة موجهة متواصلة على عمود القيادة الذي يوجه رأس الحفر بالاتجاه المرغوب فيه. تدار بنفس الوقت سلسلة الحفر بحيث ينظف البئر. تقوم وحدة تحكم بالتأكد من أن زاوية الحفرة لم تزد أو تنقص بسرعة بحيث تخلق حالة «انعطاف» (dog legs) مما ينتج عزم دوران زائد ومقاومة. إن المنظومة الدوّارة قابلة التوجيه مصحوبة بأدوات تسجيل موجودة في سلسلة الحفر بجانب الرأس الحفّار، مما يسمح بتوجيه مستمر لمسار البئر بالشكل الأمثل.



الشكل (4 ــ 16): المنظومة الدوّارة قابلة التوجيه.

تستخدم أيضاً عنفات (mud turbines) طَفلِية ومحركات الطَفلِية (mud torbines) في الحفر الموجّه. إن الحركة الدورانية لسلسلة الحفر مقتصرة على قطاع محرك الطَفلِية أو العنفة، بينما تتحرك بقية سلسلة الحفر بالانزلاق أو قد تدار بسرعة منخفضة لضمان نظافة البئر. ففي مثال العنفة الظاهرة في الشكل 4 ـ 17، تضخ الطَفلِية بين الدوار (rotar) وقطاع الساكن (stator) محرضة حركة دورانية تنقل إلى رأس الحفر. يستعاض عن المحركات والعنفات بالمنظومة الدوّارة قابلة التوجيه لأسباب تتعلق بالكلفة والتشغيل. ينحصر عملها بتطبيقات مثل البدء بمسار جانبي (kicking off) أو عندما يُطلب القيام بتغيّر حاد بالزاوية ببئر مستقيمة قصيرة نصف القطر.

تسمح لنا التطورات الحالية بتقنية الحفر والإكمال (completion) بإنشاء آبار

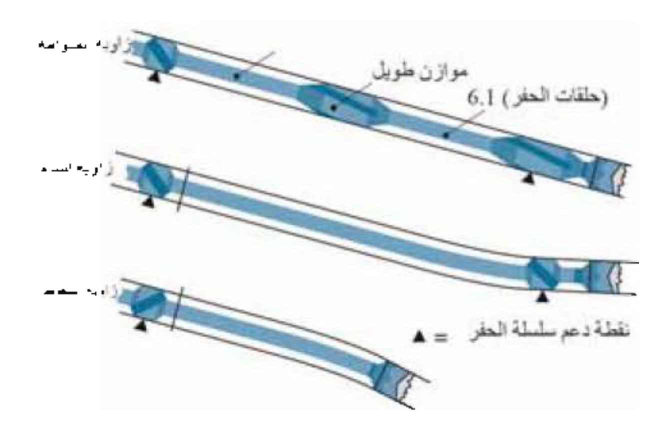
معقدة على مسارات ثلاثية الأبعاد. بالإضافة إلى الآبار الشاقولية، يسمح لنا الحفر الموجه (directional drilling) ببناء أو الحفاظ على زاوية الحفرة وإدارة رأس الحفر باتجاهات مختلفة. وهكذا نحن قادرون على توجيه مسار البئر بالشكل الأمثل فيما يتعلق بنوعية الخزّان ومتطلبات الإنتاج أو الحقن (injection). قد تتطلب، أحياناً، قيود على السطح (مثلاً، مناطق البناء) أو تحت السطح (مثلاً، غاز ضحل أو فوالق أو خزّانات عدسية) اتباع مسار خاص للبئر.

إن توجيه البئر مدعوم بمُوازِنات تشكّل جزءاً من سلسلة الحفر. يمكن تنشيط الشفرات (blades) أو تعطيلها من السطح بناء على ما إذا كان سيحافظ على الزاوية أو زيادتها أو إنقاصها (الشكل 4 ــ 18).

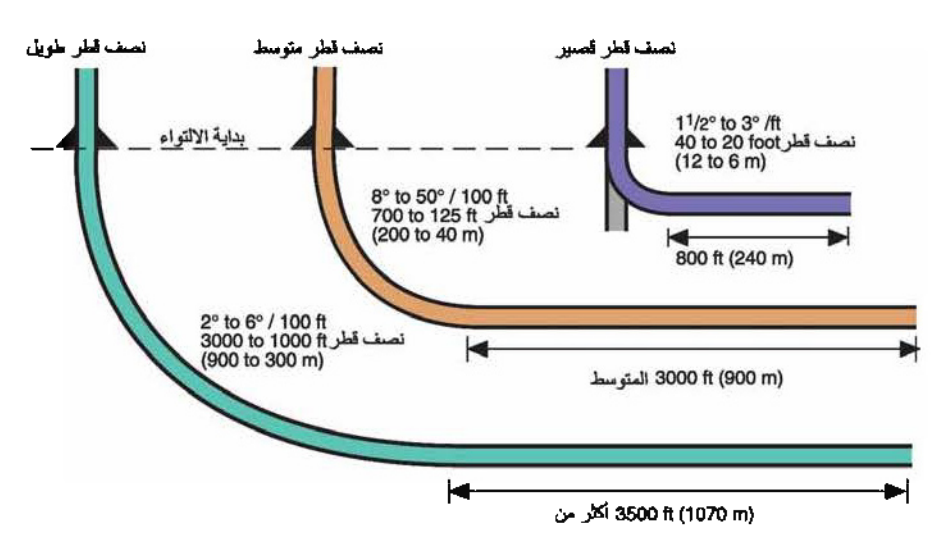
قد تسبب زوايا شديدة الانحراف (أكبر من 60 درجة) مقاومة زائدة وعزماً دورانياً أثناء الحفر، وأيضاً، قد تجعل من الصعب خدمة البئر لاحقاً بأدوات (tools) سلكية نظامية.



الشكل (4 ــ 17): متقة الطَّقِلة.



الشكل (4 ـ 18): أنواع من مجموعات الحفر الموجّه.



الشكل (4 ـ 19): أنصاف أقطار البئر الأفقية.

4 ـ 5 ـ 4 الحفر الأفقي Horizontal drilling

لو أخذنا بعين الاعتبار التوزع الجانبي لصخر الخزّان أو موائع الخزّان، قد تؤدي بئر أفقية إلى المسار الأمثل. يظهر الشكل (4 ـ 19) أنواع الآبار الأفقية التي حفرت. إن معدل إنشاء الزاوية هو الفارق الرئيسي من وجهة نظر الحفر. تفضل

الزوايا المتوسطة لأنه يمكن حفرها، والتسجيل بها وإنجازها بمعدّات نظامية مناسبة. يمكن التحكم بهدف الحفر الأفقي ضمن نافذة شاقولية أقل من مترين.

اعتمد نجاح الآبار الأفقية بشكل كبير على تطوير أدوات تنسب موقع رأس الحفر تحت السطحي إلى أرضية الحفر في الزمن الحقيقي. طوّرت التحسينات في هذه التقنية بشكل عالي الدقة، يتم بها توجيه مسارات الآبار إلى الهدف. يتم القياس أثناء الحفر بإدخال مسبار (sonde) في سلسلة الحفر قريب من رأس الحفر. تم تحسين الأدوات، التي كانت في البداية تقدم معطيات الاتجاه، إلى درجة يمكن معها جمع المعطيات البتروفيزيائية (petrophysical) أشعة غاما (Gamma Ray (GR))، والمقاومية، والكثافة والمسامية) أثناء الحفر.

تتميز معظم الخزّانات بتغيّرات جانبية واضحة بنوعية الخزّان مماثلة للتغيّرات في الليثولوجيا (lithology). تتوفر الآن تجارياً أدوات حساب تسمح بنمذجة (modeling) استجابات (responses) التشكّل المتوقعة «أمام رأس الحفر». هذا ممكن في المناطق التي تم الحصول فيها على معطيات عن التشكّلات التي ستحفر من آبار سابقة. تحاكى وتقارن استجابة أشعة غاما والكثافة المتوقعة بالأثر المماثل الملتقط من قبل الأداة. هكذا، يمكن نظرياً توجيه رأس الحفر إلى الأجزاء عالية النوعية من الخزّان. تُمَكّن قياسات المقاومية الكهربائية الحفّار من توجيه رأس الحفر فوق حد تماس الهيدروكربون مع الماء (Hydrocarbon Water Contact (HCWC))، وهي تقنية مستخدمة، على سبيل المثال، لإنتاج الحواف النفطية الرقيقة. تطبق هذه التقنيات، معروفة باسم توجيه جيولوجي (geosteering)، بشكل متزايد للتطوير الأمثل للحقول. يعتمد التوجيه الجيولوجي أيضاً، على توفر معطيات سيسمية عالية النوعية، وربما أخذ عيّنات باليونتولوجية (palaeontological) مفصلة.

4 ـ 5 ـ 5 آبار متعددة الاتجاهات الجانبية Multilateral wells

يُعتبر حَفْرُ عدد من الآبار المتفرعة عن بئر مركزية خياراً جذّاباً، في الحالات التالية:

- عندما تكون إنتاجية البئر منخفضة، ولكن يمكن تحسينها بشكل كبير بزيادة مساحة سطح الخزّان المكشوفة للبئر (الشكل 4 ـ 20).
- في الخزّانات عدسية (lenticular) الشكل.

● حيث تكون طبقات الخزّان مفصولة بحواجز نفوذية.



الشكل (4 ـ 20): نموذج لبئر متعدد الاتجاهات الجانبية لزيادة تماس الخزان.

أثناء الحفر والإكمال خاصة، أكثر تعقيداً، يكون للآبار متعددة الاتجاهات الجانبية أفضلية لأنها تتطلب فتحة واحدة من السطح. إذا لم يكن هنالك موصلات احتياطية (conductors) على المنصّة، يكون هذا خياراً جذاباً. تكون الآبار متعددة الاتجاهات الجانبية في الحقول الناضجة، الأكثر ملاءمة لاستنزاف الجيوب المتبقية من الهيدروكربون. في التطويرات تحت البحرية يمكن أن تقدم الآبار متعددة الاتجاهات الجانبية أفضلية من ناحية الكلفة على الآبار التقليدية.

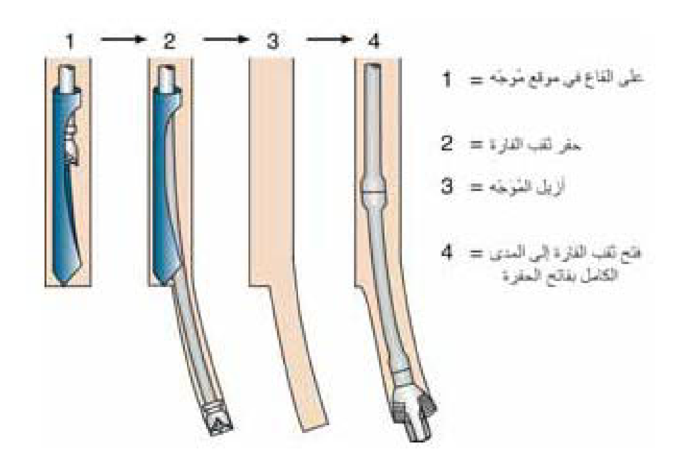
لمباشرة حفر كل فرع، تستخدم منظومة دورانية قابلة للتحكم أو مُوَجّه (whipstock). والأخير هو إسفين فولاذي منحنٍ يدخل في البئر، ومجبراً تجمع الحفر بالتوجه في السمت المخطّط له (الشكل 4 ـ 21).

4 ـ 5 ـ 6 الحفر بعيد المدى Extended reach drilling

تُعَرّف بشكل عريض، البئر بعيدة المدى بأن انزياحها الأفقي أكبر بمرتين،

على الأقل، من عمقها الشاقولي. بالتقنيات الحالية أمكن إنجاز نسبة أكبر من 4 (الانزياح الأفقي/ العمق الشاقولي).

إن حفر الآبار بعيدة المدى (Extended Reach Drilling (ERD)) أكثر صعوبة من الناحية التقنية، وبسبب درجة الهندسة المطلوبة لكلّ بئر، يطلق عليها أحياناً تعبير «بئر المصمم» (designer well).



الشكل (4 ـ 21): تغيير مسار البئر بواسطة مُوَجِّه.

يؤخذ الحفر بعيد المدى بعين الاعتبار عندما:

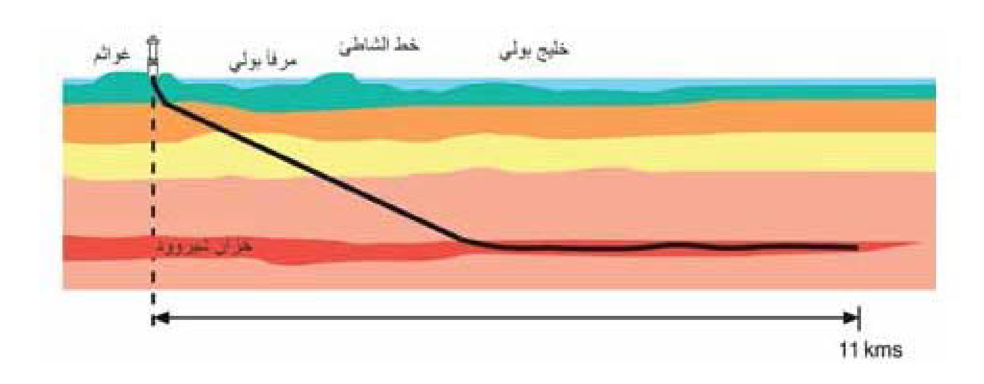
- توجد العوائق السطحية.
- توجد التجمعات الهامشية على بعد عدة أميال من المنصّات/ التفرعات العنقودية للآبار القائمة.
- يقلل الحفر بعيد المدى عدد منصّات الحفر المطلوبة.

يعرض الانحراف الكبير (غالباً حتى 85 درجة) والانزياح الأفقي الطويل سلسلة الحفر لمقاومة وعزم دوراني عاليين. إن تنظيف الفتحة (إزالة الفتات) والتبطين بالأسمنت أكثر صعوبة بسبب زيادة تأثير قوى الجاذبية مقارنة بالآبار منخفضة الزاوية. هكذا، تتطلب آبار الحفر بعيد المدى حفّارات أثقل وأفضل تجهيزاً مقارنةً بالآبار النمطية، وتستغرق زمناً أطول بالحفر. تستخدم منظومات

القيادة العليا (top drive systems) بشكل روتيني بالمشاركة مع المنظومات الدوّارة القابلة للتحكم.

ليس مفاجئاً أن تكون الكلفة أعلى بعدة مرات من الآبار التقليدية. مع ذلك، فقد تفضّل اقتصاديات المشروع الحفر بعيد المدى عن خيارات التطوير الأخرى. على سبيل المثال، طوّرت بريتش بتروليوم (BP) الجزء البحري من حقل ويتش فارم (Wytch Farm) (الواقع تحت مرفأ بول هاربور (Poole Harbour) في دورسيت (Dorset) في المملكة المتحدة) من موقع على الشاطئ. استهدفت الآبار الخزّان على عمق شاقولي مقداره 1500 متر وانزياح جانبي يفوق 11000 متر (الشكل 4 ـ 22). كان البديل بناء موقع حفر على جزيرة صناعية في بول بي Poole Pay. ربما وفّر الحفر بعيد المدى كمية معتبرة من المال وسبق إنتاج البترول الأول بعدة سنوات.

ربما كان التطوير التابعي تحت البحري هو البديل الحيوي للحفر بعيد المدى.



الشكل (4 ـ 22) : الحفر بعيد المدى (بريتش بتروليوم، ويتش فارم).

4 ـ 5 ـ 7 حفر البئر النحيلة Slim hole drilling

استخدم حفر البئر النحيلة لعدد من السنوات من قبل شركات المناجم. حديثاً، طورت الصناعة النفطية الحفّارات ومركبات سلسلة الحفر ومعدّات التسجيل البئري التي تسمح بحفر آبار أصغر قطراً وإكمالها. استخدم التعبير «الآبار النحيلة» للبئر التي يكون لـ 90٪ من طولها أو أكثر قطراً مقداره 7 إنش

أو أقل. من حيث المبدأ، يمكن حفر البئر النحيلة من حفر آبار بكلفة منخفضة جداً (تتراوح التقديرات بين 40 إلى 60٪). يأتي تخفيض الكلفة من عدة مصادر:

- تحضير موقع أقل.
- سهولة تحريك المعدّات.
- تخفيض بكمية المستهلكات (رؤوس الحفر والأسمنت والطَفلِة والوقود).
- فتات أقل للتخلص منه.
- معدّات أصغر.

يزن حفّار البئر النحيلة خمس وزن الحفّار التقليدي، وقد يفتح حجمه الصغير آفاقاً جديدة بجعل التنقيب اقتصادياً في مناطق حساسة بيئياً أو صعبة الوصول.

يسلّط الجدول التالي الضوء على إمكانيات حفر البئر النحيلة:

نوع الحفّار	تقليدياً	البئر النحيلة
قطر البئر (إنش)	8.5	3-6
وزن سلسلة الحفر (طن)	40	5-7
وزن الحفّار (طن)	80	10
مساحة موقع الحفر (٪)	100	25
الطاقة المُقَامَة (كيلووات)	350	70-100
سعة خزّان الطَفلِة (برميل)	500	30
حجم البئر (برميل/ 1000 قدم)	60	6-12
عدد الطاقم	25-30	12-15

قد يؤدي الانخفاض الكبير في حجم آبار البئر النحيلة إلى مشاكل، فيما لو حدث تدفق نحو الداخل (انظر الفقرة 4 ـ 7). إن الحفر الأعظمي بطريقة البئر النحيلة يعتبر حالياً تقييداً آخر لهذه التقنية.

تمّ تكييف بعض حفّارات البئر النحيلة من وحدات استخدمت من قبل

شركات التنقيب المنجمي وصمّمت للسماح بأخذ عيّنات لبابية (coring) مستمرة بدلاً من تفتيت التشكّل. تستخدم هذه الحفّارات أحياناً لآبار جمع المعطيات في مجازفات الاستكشاف. إنها ملائمة نمطياً للمواقع البعيدة، لأنه يمكن نقلها لقطع بواسطة الهليوكوبتر helicopter.

4 ـ 5 ـ 8 الحفر ملفوف الأنبوب Coiled tubing drilling

ظهرت نسخة خاصة من حفر البئر النحيلة كبديل قابل للتطبيق، هو الحفر بأنبوب ملفوف (Coiled Tubing Drilling (CTD)) (الشكل 4 ـ 23). في حين تجري عملية الحفر المعياري باستخدام قطع من أنبوب الحفر، ويستخدم الحفر ملفوف الأنبوب أنبوباً بدون دروز مصنوعاً من فولاذ عالي المرتبة. يتغيّر القطر بين 1.74 إلى 3.5 إنشاً. تلف سلسلة الحفر على بكرة كبيرة القطر بدلاً من تقطيعها.

فوائد الحفر ملفوف الأنبوب عديدة:

- لا توجد تقريباً معالجة للأنبوب.
- تحكم أفضل للبئر يسمح بحفر متوازن أو تحت متوازن مما ينتج منه معدل اختراق أكبر وتقليل احتمال تخريب التشكّل.
- وقع بيئي أقل.
- كلفة أقل لتحضير الموقع، معدلات يومية أقل، تكاليف تحريك وتثبيت أقل.
- إكمال أسهل باستخدام تصوير طبقي محوسب (Computerized Tomography (CT)) كسلسلة إنتاج (production string).

مع ذلك، يقتصر الحفر ملفوف الأنبوب على الآبار النحيلة، وما زالت موثوقية بعض مركبات سلسلة الحفر مثل محركات داخل الحفرة قيد التحسين. حالياً، تُقَيّد كلفة بناء حفّار الحفر ملفوف الأنبوب التطبيق الواسع لهذه التقنية.



الشكل (4 ـ 23): وحدة حفر ملفوف الأنبوب.

4 ـ 6 التبطين والسمنتة Casing and cementing

تَصَوّر وجود خزّان على عمق 2500 متر. قد نحاول حفر بئر واحدة مستقيمة على طول الطريق إلى ذلك العمق. ستنتهي هذه المحاولة إما بانهيار الحفرة حول رأس الحفر، أو بفقدان مائع الحفر في التشكّلات ذات الضغط المنخفض أو بالحالة الأسوأ وهي تدفق الغاز أو الزيت العشوائي من الخزّان إلى التشكّلات غير المحمية الضحلة أو إلى السطح (انفجار). لذلك، تحتاج البئر من آن إلى آخر لتثبيتها ولحماية تقدم الحفر.

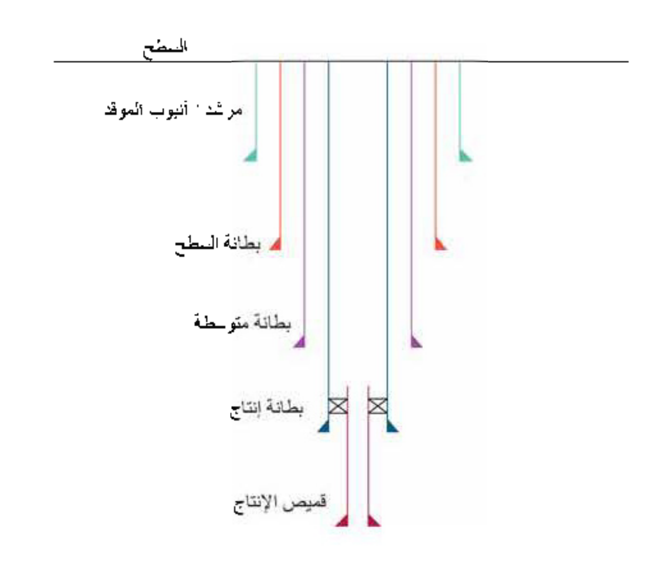
يبدأ تصميم التبطين عادة بمرشد 23 إنشاً، ثم بطانة السطح 18 و5/8 إنشاً (surface casing)، ثم بطانة متوسطة (intermediate casing) فوق الخزّان 13 و3/8 إنشاً، ثم بطانة إنتاج (production casing) عبر مقطع الخزّان 9 و5/8 إنش، وربما قميص إنتاج 7 إنش (production liner) فوق مقطع الخزّان الأعمق (الشكل 4 ـ 24). القميص هو أنبوب تبطين مثبت بحشوة تقوية (packer) إلى الجزء السفلي من التبطين السابق: لا يمتد على طول إلى السطح، وهكذا يوفر كلفة.

تتوفر وصلات التبطين بمختلف الدرجات اعتماداً على الأحمال المتوقعة

التي سيتعرض لها الأنبوب خلال العمل وعلى مدة حياة البئر. إن المعايير الرئيسية لاختيار التبطين هي:

- **حمولة الانهيار** (collapse load): تنتج من الضغط الهيدروستاتيكي لمائع الحفر، روبة الأسمنت خارج التبطين، ولاحقاً «بالتشكّلات المتحركة»، مثلاً، الملح.
- **حمولة الانفجار** (burst load): هذا هو الضغط الداخلي الذي سيتعرض له التبطين خلال العمل.
- **حمولة الشد** (tension load): ينتج من وزن السلسلة خلال الجريان: وسيكون أعلى في الوصلات العليا.
- **خدمة التأكل** (corrosion service): يسبب ثاني أوكسيد الكربون (CO_2) أو ثاني كبريت الهيدروجين (H_2S) الموجود في مائع التشكّل تأكل سريع لفولاذ الكربون المعياري، ولذلك قد يتطلب فولاذاً خاصاً.
- **مقاومة التحدّب** (buckling resistance): الحمل المطبق على التبطين إذا كان تحت الضغط.

سيحمل التبطين مانع الانفجار الموصوف سابقاً.



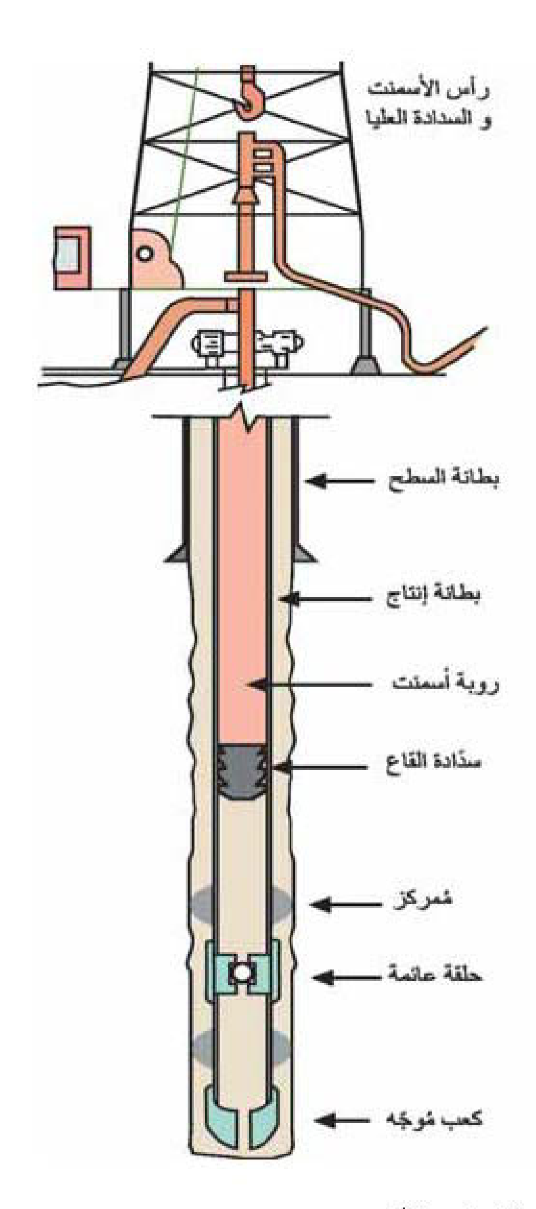
الشكل (4 ـ 24): **مخطّط التبطين.**

تبطين الجريان running casing: هي العملية التي يتم فيها وصل قطع من أنبوب فولاذي ملولب طول الواحدة 40 قدماً إلى أرضية الحفّار وتنزل في البئر. تحوي الوصلتان السفليتان كعباً مُوَجّهاً (guide shoe)، وهو غطاء واقٍ يسهل هبوط سلسلة التبطين (casing string) عبر البئر. يوجد داخل الكعب المُوَجّه صمّام وحيد الاتجاه يفتح عندما يضخ الأسمنت/الطَفلِة عبر التبطين فيفتح نحو خارج السلسلة. هذا الصمّام ضروري لأن عمود روبة الأسمنت (cement slurry) سيكون، في نهاية عملية السمنتة (cementing)، أثقل من الطَفلِة في داخل البطانة وستحدث عودة للإسمنت إن لم يوجد.

لتقديم حاجز (barrier) آخر في السلسلة تُدخَل حلقة عائمة (float collar) في الوصلة فوق الكعب المُوَجّه. تمسك الحلقة العائمة بين سدادة القاع (bottom plug) وسدادة القمة (top plug) اللتين توضع بينهما روبة الأسمنت. تضخ روبة الأسمنت (الشكل 4 ـ 25) بين السدادتين المطاطيتين. عملهما هو منع تلوث الأسمنت بمائع الحفر مما قد يؤدي إلى لحام إسمنتي سيئ بين جدار البئر والبطانة. حالما تصطدم سدادة القاع مع الحلقة العائمة، فإنها تتمزق وتنسَوق روبة الأسمنت نحو الأسفل عبر الكعب المُوَجّه ونحو الأعلى خارج البطانة.

وهكذا تمتلئ الحلقة بين البطانة وجدار البئر بالأسمنت. يتوقف نجاح عملية الأسمنت على سرعات روبة الأسمنت في الطوق. يؤدي معدل الضخ السريع إلى تدفق دوامي (turbulent flow)، مما ينتج التحاماً أفضل من الضخ البطيء، تدفق صفحي (laminar flow). يجب أن يوضع الأسمنت بالتساوي حول كل وصلة بطانة. يصبح هذا أكثر صعوبة مع ازدياد زاوية الانحراف لأن وصلات البطانة تنزع للتمدد على الجانب السفلي من البئر مانعة روبة الأسمنت من الدخول بين البطانة وجدار البئر. لتجنب ذلك، توضع نوابض فولاذية، أو مُمَركِزات (centralisers)، على مراحل خارج سلسلة الحفر لتأمين تمركز التبطين في البئر.

حالما تنتهي السَمنَتة، يبدأ «انتظار الأسمنت ((Wait On Cement (WOC)»، أي انتظار تصلّب الأسمنت للتكرار مع تجميع جديد بحفر السدادات والوصلة العائمة والكعب، التي صُنعت جميعها من مواد قابلة للحفر بسهولة.



الشكل (4 ـ 25): مبدأ التبطين بالأسمنت.

تدعى العملية المذكورة حتى الآن السمتة الأولية (primary cementation)، التي هدفها الأول هو:

- ربط البطانة بالتشكّل، وبالتالي دعم جدار البئر.
- منع البطانة من التحدّب في مقاطع حرجة.

- فصل النطاقات الواقعة خلف البطانة، وبالتالي منع حركة الموائع بين التشكّلات النفوذة.
- سد المستويات المزعجة مثل نطاقات فقدان الطَفلِة.

قد لا تنجح أحياناً السمنتة الأولية، مثلاً إذا حسب حجم الأسمنت خطأ، أو إذا فقد الأسمنت في التشكّل، أو إذا تلوث الأسمنت بموائع الحفر. في هذه الحالة، يتطلب إجراء سمنتة علاجية أو ثانوية secondary cementation. قد يتطلب هذا تثقيب البطانة على عمق محدد ثم ضخ الأسمنت عبر الثقوب.

قد تطبق تقنية مشابهة لاحقاً خلال حياة البئر لإغلاق ثقوب يتم من خلالها اتصال غير مرغوب مع التشكّل، مثلاً، إذا حدث تسرب للمياه (سمنتة بالضغط squeeze cementation).

سمنتة الإغلاق (plug back cementation) قد يتطلب وضع الأسمنت ضمن البطانة وعبر الثقوب قبل تغيير مسار بئر أو عند وقف التشغيل نهائياً.

إن كيمياء روبة الأسمنت معقدة. يجب استخدام إضافات (additives) للتأكد من أن الروبة قابلة للضخ لفترة كافية في ضغوط وحرارة أسفل البئر، لكن لتتصلب بسرعة لتجنب تأخير غير ضروري في حفر المقطع التالي. يجب أيضاً أن يحقق الأسمنت قوة انضغاط كافية لتحمل القوى المطبقة من التشكّل مع مرور الزمن. غالباً ما يضخ مائع مباعد (spacer fluid) أمام الروبة لتنظيف البئر من كعكة الطَفلِة (mudcake) وبالتالي تحقيق ربط أسمنتي (cement bond) أفضل بين التشكّل والأسمنت.

4 ـ 7 مشاكل الحفر Drilling problems

تستعمل معدّات الحفر وتجرى نشاطات الحفر في بيئات معقدة وغالباً ما تكون عدوانية. قد تجبر الظروف السطحية وتحت السطحية الحفّار وطاقم الحفر للعمل قريباً من حدودهم القصوى. تصل أحياناً شروط العمل غير الروتينية أو غير المتوقعة القيمة المقدرة للمعدّات، وقد لا تكون عمليات الحفر العادية كافية لحالة معطاة. لذا يمكن أن تحدث وتحدث مشاكل حفر.

4 ـ 7 ـ 1 التصاق الأنبوب Stuck pipe

يصف هذا التعبير الحالة التي لا يمكن لسلسلة الحفر الحركة نحو الأعلى

أو نحو الأسفل أو الدوران. قد يلتصق الأنبوب نتيجة لمشاكل ميكانيكية خلال عملية الحفر نفسها أو بسبب المعاملات الفيزيائية والكيميائية للتشكّل المحفور. إن معظم أسباب التصاق الأنبوب المعتادة هي كالتالي:

● فروق ضغط زائدة بين البئر والتشكّل. على سبيل المثال، إذا كان ضغط عمود الطَفلِة أعلى بكثير من ضغط التشكّل، يمكن أن يصبح أنبوب الحفر «محشوراً» بجدار البئر (التصاق تفاضلي differential sticking). يحدث هذا غالباً عندما يبقى الأنبوب ثابتاً لبعض الوقت، مثلاً، عند إجراء مسح للانحراف. تتضمن طرائق المنع تخفيف أوزان الطَفلِة، إضافة مركبات تخفيف الاحتكاك للطَفلِة، دوران مستمر للسلسلة أو تحريكها، إضافة ممركزات أو استخدام أطواق حفر لولبية (spiral drill collars) لتصغير مساحة سطح التماس بين السلك والتشكّل، أو منظومة طَفلِة منخفضة فقدان مائع.

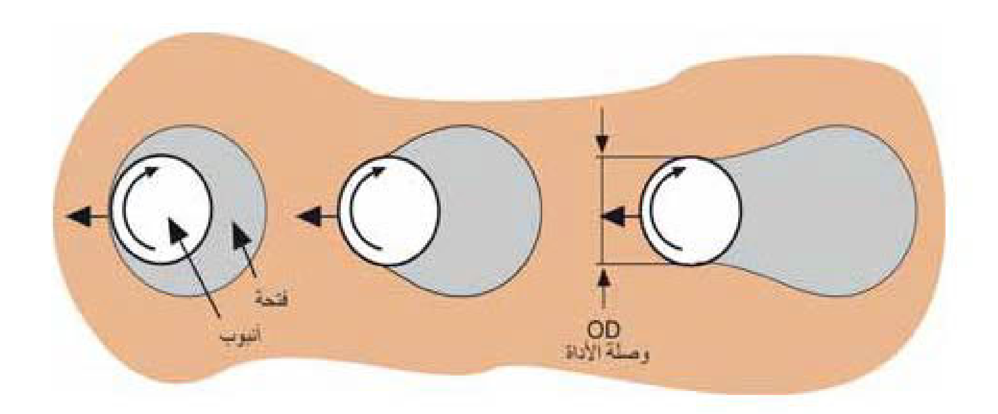
● قد تتشرب بعض فلزات الغضار بعضاً من الماء الموجود في مائع الحفر. سيسبّب هذا انتفاخ (swell) الغضاريات، وأخيراً تخفيض حجم البئر إلى النقطة التي يصبح فيها أنبوب الحفر ملتصقاً. يتم المنع من خلال إضافات الطَفلِة، مثلاً ملح البوتاسيوم الذي يمنع الغضار من الانتفاخ.

● قد تسبّب التشكّلات غير المستقرة أو رأس حفر سيّئ التآكل لفتحات ناقصة السعة (undergauged). الملح هو مثال عن التشكّلات غير المستقرة التي يمكن أن تنساب أثناء تقدم عملية الحفر وتغلق حول أنبوب الحفر. يتم المنع بإضافة مثبتات وموسعات الثقوب (reamers) لمجموعة الحفر.

● قد تؤدي الضغوط المتبقية في التشكّل، الناتجة من القوى التكتونية الإقليمية، إلى انهيار البئر أو تشوهها، مؤدية إلى أنبوب ملتصق. قد تؤدي أحياناً أوزان الطَفلِة العالية إلى تأخير تشوّه البئر.

● إذا أظهر مسار البئر انعطافاً حاداً (تغيّراً مفاجئاً في زاوية الاتجاه)، قد تسبب حركة السلسلة إلى حفر ثلم في جدار البئر من قبل أنبوب الحفر. وأخيراً سيلتصق الأنبوب، هذه العملية تدعى إقعاد المفتاح (key seating) (الشكل 4 ـ 26). أفضل منع يتم بتجنب الانعطاف الحاد للمسار، وتكرار التوسيع أو إدخال المثبتات فوق حلقات الحفر أو إدخال ماسحات مقعد المفتاح (key seat wipers) في السلسلة.

في العديد من الحالات، يمكن تحديد النقطة التي التصق فيها الأنبوب بواسطة «أداة مؤشر النقطة الحرة (free point indicator tool)» وهي مقياس انفعال (strain) كهربائي خاص يتحرك على سلك داخل أنبوب الحفر ويقيس التشوه المحوري والزاوي.



الشكل (4 ـ 26): تطور إنعاد المفتاح (منظر مسقط أفقي للحفرة).

يمكن حساب تقدير أولي للمكان الذي التصقت فيه السلسلة بتطبيق شد على سلسلة الحفر زيادة على وزن سلسلة الحفر ثم قياس مقدار التمدد في الأنبوب. قد تستخدم هذه المعلومات لتقرير أين يجب سحب السلسلة إذا لم يكن بالإمكان استرجاع الجزء العميق.

إذا لم يكن ممكناً حقاً استعادة السلسلة بالشد العالي، تنزل شحنة متفجرة أو كيميائية في داخل البئر إلى أعلى القطعة الملتصقة ويستعاد الأنبوب الذي يعلو الجزء الملتصق بعد قطع السلسلة. نظراً إلى أن مجموعة الحفر وإعادة الحفر بتغيير مسار الحفر مكلفة، تجرى محاولة أخرى لاستعادة الأنبوبيات (tubular) (تدعى أحياناً بالسمكة) المتروكة في البئر. هذا تطبيق واحد من عمليات الالتقاط (fishing) المشروحة سابقاً.

4 ـ 7 ـ 2 الالتقاط Fishing

يشير الالتقاط إلى استعادة جسم غريب من البئر. تطلب عمليات الالتقاط إذا كان الجسم سيعيق أي تقدم في الحفر، إما بإعاقة السلسلة أو بتخريب

الرأس الحفّار. غالباً ما تتألف هذه « الخردة (junk)» من مواد صغيرة غير قابلة للحفر، مثل بزابيز رأس الحفر (bit nozzles)، أو مخاريط رأس الحفر (rock bit cones) أو أجزاء مكسورة من المعدّات. الأسباب الأخرى للالتقاط هي:

- أنبوب حفر متروك في البئر (إما نتيجة الفتل أو سحب السلسلة أو عمليات السمنتة).
- أشياء سقطت في البئر قد تؤدي إلى مشاكل كبيرة في الحفر (مثلاً، أدوات من أرضية الحفّار أو أجزاء من سلسلة الحفر).

تُكَلّف مجموعات قاع البئر وبعض أنواع من معدّات أسفل البئر (مثلاً، أدوات التسجيل البئري، أدوات القياس أثناء الحفر) بضعة مئات ألوف الدولارات الأمريكية. تحتوي بعض أدوات التسجيل البئري مصادر مواد مشعة، وقد تحتاج، للاستعادة أو العزل، إلى أسباب وقائية أو قانونية. مع هذا، وقبل البدء بعمليات الالتقاط، يجب القيام بتقييم الكلفة ـ الفائدة لإثبات أن الوقت المصروف والمعدّات المستخدمة لعمل الالتقاط مبررة بقيمة المُلتَقط أو كلفة تغيير مسار البئر.

بناء على الطبيعة المختلفة لـ «الخردة» تستخدم أنواع متعددة من أدوات الالتقاط.

4 ـ 7 ـ 3 ضياع دوران الطَفلِة Lost circulation

تضيع، أحياناً، أثناء عمليات الحفر حجوم كبيرة من الطَفلِة في التشكّل. في هذه الحالة، يصبح دوران الطَفلِة العادي غير ممكن، وينخفض مستوى المائع في البئر، مما يخلق حالة خطرة محتملة، كما يوصف لاحقاً. التشكّلات التي يمكن أن يصبح فيها ضياع الدوران خطراً هي:

- التشكّل عالي المسامية (porous) وخشن الحبيبات (coarse) أو ذو الفجوات (vuggy) الذي لا يسمح بتشكّل كعكة الطَفلِة.
- بنية كارستية (karst structure)، هذه تشكّل من حجر كلسي تعرض للحت مؤدياً إلى منظومة كبيرة الحجم ومفتوحة معادلة لكهف.
- تشكّل هش (low-strength) يمكن أن يحدث فيه شقوق مفتوحة تحت تأثير ضغوط الطَفلِة العالية في البئر.

تعتمد تبعات ضياع الطَفلِة على شدة الضياع، أي كم هي سرعة ضياع الطَفلِة وهل ضغوط التشكّل في مقطع البئر هي هيدروستاتيكية أم فوق هيدروستاتيكية، أي مفرط الضغط (انظر لاحقاً). الطَفلِة غالية الثمن والضياع غير مرغوب به، ولكن يمكن أن يؤدي إلى حالة خطرة محتملة. يمكن التحكم بالضياع المتوسط الدرجة بإضافة «مادة ضياع الدوران (Lost Circulation Material (LCM)) إلى منظومة الطَفلِة، مثل رقائق الميكا أو نحاتة جوز الهند (coconut chippings). تسد مادة ضياع الدوران الفاصل المسامي (porous interval) بتشكّل طبقة مانعة حول البئر تمنع أي غزو طَفلِة لاحق. مع ذلك فإن مادة ضياع الدوران قد تسد عناصر منظومة دوران الطَفلِة، مثل فوهات رأس الحفر، أو مرشحات رجاج الطين الصفحي، وقد تضعف لاحقاً الإنتاجية أو قدرة حقن الفواصل المستهدفة. في الحالات الحادة، يمكن التحكم بالضياع بحقن روبة أسمنتية في الأفق المزعج. من الواضح بأن هذا ليس حلاً إذا كان التشكّل هو مقطع الخزّان!

إذا حصل ضياع مفاجئ في فاصل مضغوط هيدروستاتيكياً، مثلاً في حجر كلسي كارستي (karsitfied limestone)، فقد يؤخذ فعلياً قرار بمتابعة الحفر بدون طَفلِة لكن باستخدام كميات كبيرة من الماء لتبريد رأس الحفر. سيستقر مستوى المائع في الحلقة على عمق ما؛ يشار أيضاً إلى نوع العملية هذا «بالحفر العشوائي مع قبعة طَفلِة عائمة». بما أنه ليس هناك فتات عائد إلى السطح، ليس بالإمكان إنجاز تسجيل للطَفلِة، لذلك يمنع إجراء تقييم مبكر للخزّان.

في حال ضياع مفاجئ للطَفلِة في فاصل مفرط الضغوط، سيهبط عمود الطَفلِة في الحلقة، وبالتالي تنخفض الجبهة الهيدروستاتيكية المطبقة على التشكّل إلى درجة يفوق ضغط التشكّل فيها ضغط الطَفلِة. يمكن لموائع التشكّل (زيت، غاز أو ماء) عندها دخول البئر والصعود نحو الأعلى. في هذه الحالة، سيتمدد الغاز كثيراً عند فقدان ضغطه الأولي بسبب انخفاض الجبهة الهيدروستاتيكية فوق فقاعة الغاز. إن خط الدفاع الأخير هو مانع الانفجار. مع ذلك، مع أن مانع الانفجار سيمنع المائع أو الغاز من الهروب إلى السطح، فقد يقود إغلاق البئر إلى حالتين كارثيتين:

1 ـ انهيار التشكّل (تشكّل الشقوق) في تشكّل ضحل وضعيف، وبالتالي تدفق لاحق خارج عن السيطرة من التشكّل العميق إلى الضحل (انفجار داخلي (internal blowout)).

2 ـ انهيار التشكّل وتميع لاحق للطبقات القريبة من السطح وبدء تشكّل حفرة تحت الحفّار. سيقود هذا إلى انفجار سطحي (surface blowout).

عند الحفر في تشكّلات ذات ضغط عادي، يتم التحكم بوزن الطَفلِة في البئر للحفاظ على ضغط أكبر من ضغط التشكّل لمنع تدفق مائع التشكّل إلى البئر. يكون رجحان التوازن من مرتبة 200 رطل على الإنش.

سيساهم فرق توازن أكبر على ضياع الطَفلِة في التشكّل، مما يبطئ الحفر وقد يؤدي إلى التصاق تفاضلي. إذا حدث تسرب مائع التشكّل إلى البئر بسبب فرق توازن غير كافٍ، سيؤدي مائع التشكّل الخفيف إلى تخفيض ضغط عمود الطَفلِة، مما سيساعد على مزيد من تسرب لمائع التشكّل، وستحدث حالة غير مستقرة، قد تؤدي إلى انفجار. لذا من المهم تجنب تسرب مائع التشكّل إلى البئر باستعمال وزن الطَفلِة الصحيح في البئر بكل الوقت. هذا هو «خط الدفاع الأول».

عند الحفر في تشكّل مفرط الضغط، يجب زيادة وزن الطَفلِة لمنع التسرب إلى داخل البئر. إذا كان وزن الطَفلِة الزائد هذا قد يسبِّب ضياعاً كبيراً في التشكّلات الضحلة وعادية الضغط، فمن الضروري عزل التشكّلات عادية الضغط خلف البطانة قبل البدء بالحفر في التشكّلات مفرطة الضغط. لذا فإن التخمين بالضغوط المفرطة أمر مهم في تصميم البئر.

بشكل مماثل، عند الحفر بتشكّل منخفض الضغط، يجب تخفيض وزن الطَفلِة لتجنب الضياع الزائد في التشكّل. من ناحية ثانية، قد يكون ضرورياً وضع بطانة قبل الحفر في التشكّل منخفض الضغط.

يجب بذل جهد كبير للتخمين ببداية الضغوط المفرطة أمام رأس الحفر. أهم المؤشّرات الموثوقة هي قياسات قراءات الغاز، مناحي المسامية ـ العمق، معدل الاختبار وكثافة الطين الصفحي.

إذا نشأت حالة دخول مائع التشكّل أو غاز إلى البئر، سيلاحظ الحفّار زيادة في الحجم الكلّي للطَفلِة. قد تشير مؤشّرات أخرى أيضاً إلى الدخول مثل الزيادة المفاجئة في معدل الاختراق وهبوط في ضغط المضخّة. يُعتمد جداً على استجابة الحفّار السريعة في إغلاق البئر قبل دخول حجوم كبيرة من مائع الحفر إلى البئر. حالما يغلق مانع الانفجار، يمكن حساب تدرج الطَفلِة الجديد المطلوب لإعادة التوازن إلى المنظومة. تُدّور الطَفلِة الأثقل عبر سلسلة الحفر

إلى الداخل وتُدّور الطَفلِة الأخف والمائع الداخل خارجاً عبر صمّام الخنق (choke). حالما تتمّ استعادة فرق التوازن، يمكن فتح مانع الانفجار ثانية ومتابعة عمليات الحفر.

4 ـ 8 التكاليف والعقود Costs and contracts

تقسم تكاليف البئر الفعلية إلى:

- التكاليف الثابتة: التبطين، الأنابيب، التسجيل البئري، السمنتة، رؤوس الحفر، نفقات التعبئة، نقل الحفّار.
- التكاليف اليومية: خدمات المتعهد، وقت استخدام برج الحفر، المواد المستهلكة.
- نفقات عامة: المكاتب، الأجور، التقاعد، العناية الصحية، السفر.

يقوم متعهد الحفر عادة بوضع نفقة عالية لتعديل برج الحفر لمهمة حفر محددة. هذه تدعى نفقات التعبئة. تغطي نفقة مماثلة النفقات المتعلقة بإنهاء العمليات لعميل خاص، وتدعى نفقة التسريح (demobilization cost). يمكن أن تكون هذه التكاليف 5 ـ 10 ملايين دولار أمريكي.

تتغيّر التكاليف الفعلية لبئر بشكل كبير، وتعتمد على عدد من العوامل، على سبيل المثال:

- نوع البئر (استكشافية، تقييمية، تطورية).
- مسار البئر (شاقولي، مائل، أفقي، متعدد الاتجاهات).
- العمق الكلّي.
- البيئة تحت السطحية (درجات الحرارة، الضغوط، تحات الموائع).
- نوع برج الحفر وتصنيفه.
- نوع العملية (قارية، بحرية).
- البنية التحتية المتوفرة، النقل والتموين.
- المناخ والجغرافيا (مداري، قطبي، وبعد الموقع).

4 ـ 8 ـ 1 العقود Contracts

معظم الشركات تستأجر متعهد حفر لتزويد المعدّات والطاقم البشري، بدلاً من امتلاك أبراج الحفر والطواقم. أسباب ذلك ثلاثية:

- يتطلب توظيف مالي كبير لبناء/شراء برج حفر.
- يتطلب برج الحفر والطاقم البشري الحفاظ عليها، والسَوق لها بغضّ النظر عن المتطلبات العملياتية ونشاطات الشركة.
- يستطيع متعهدو الحفر عادة العمل بشكل أرخص وأعلى كفاءة من شركة تقوم بعمليات الحفر كنشاط غير جوهري لها.

قبل منح العقد تتمّ عادة إجراءات تقديم عروض (مختلف جداً عن العرض الموصوف سابقاً). هكذا، يدعى عدد من الشركات المناسبة لتقديم عروض لكمية محددة من العمل. تُقَيّم العروض بناء على السعر، ومواصفات برج الحفر وإنجازات المتعهد السابقة، مع اهتمام خاص بسجل السلامة لديه. تستخدم عدة أنواع من العقود.

4 ـ 8 ـ 1 ـ 1 العقد الإنجازي Turnkey contract

يتطلب هذا النوع من العقود أن يقوم متعهد العمليات بسَوق مبلغاً محدداً من المال للمتعهد عند إتمام البئر، بينما يقدم كل المواد والعمال ويقوم بشكل مستقل بكل عمليات الحفر. الصعوبة في هذا النوع هي التأكد من أن «بئراً نوعياً» قد قدم للشركة لأن متعهد الحفر يريد أن يحفر بأسرع وأرخص ما يمكن. لذلك يجب على المتعهد أن يضمن نوعية معيارية متفق عليها قابلة للقياس لكلّ بئر. يجب أن تحدد الضمانة أعمال المعالجة التي يجب تطبيقها، فيما لو قدمت بئر تحت معيارية.

4 ـ 8 ـ 1 ـ 2 العقد الطولي القدمي Footage contract

يسوق للمتعهد لكلّ عمق قدم من الحفر. مع أن هذا يقدم الحافز لحفر بئر بسرعة، لكن يتضمن نفس الأخطار كما في العقد الإنجازي. غالباً ما تستخدم العقود الطولية القدمية للمقطع الواقع فوق الخزّان المتوقع، حيث شروط البئر حاسمة بشكل أقل من وجهة نظر التقييم والإنتاج.

4 ـ 8 ـ 1 ـ 3 العقد المحفز Incentive contract

طبقت هذه الطريقة بإجراء عمليات حفر الآبار بنجاح في السنوات الحالية وأدت إلى توفير كبير بالتكاليف. تعمل عدة منظومات، وتقدم عادة علاوة للأفضل من الإنجاز المتوسط. يتفق المتعهد مع الشركة على مواصفات البئر. عندئذ، تنجز الكلفة «الهامة» لآبار مشابهة حفرت في الماضي. يسمح هذا بتقدير التكاليف المتوقعة لبئر جديدة. سيكون المتعهد مسؤولاً كلياً عن حفر البئر، ووفر التكلفة سيقسم بين الشركة والمتعهد.

4 ـ 8 ـ 1 ـ 4 العقد اليومي Day rate contract

كما يوحي الاسم تستأجر الشركة برج الحفر والطاقم على أساس يومي. عادة تدير شركة النفط كذلك، عمليات الحفر، ويكون لها تحكم كامل على عملية الحفر. يشجع هذا النوع من العقود عادة المتعهد لقضاء الوقت المقبول في الموقع. مع زيادة الوعي للكلفة، أصبحت العقود اليومية أقل تفضيلاً من قبل معظم شركات النفط.

غالباً ما تتضمن العقود اتحاداً من المذكور أعلاه. مثلاً، قد يوافق متعهد العمليات على سَوق أسعار الطولي القدمي لعمق ما، والأسعار اليومية تحت ذلك العمق، وأسعار الترقب (standby) للأيام التي يكون فيها برج الحفر في الموقع، لكنه لا يحفر.

4 ـ 8 ـ 1 ـ 5 الشراكة والتحالف Partner and alliance

في السنوات الحالية تم تداول مقاربة جديدة للتعاقد تحرز قبولاً سريعاً في الصناعة. تعرف هذه المقاربة الآن بالشراكة ويمكن ملاحظة أنها تقدم في العقد المحفز. بينما تنحصر الترتيبات العقدية الموصوفة سابقاً بمشروع بئر واحدة أو عدد قليل من الآبار التي يتم السَوق للمتعهد من زبون، على العمل المنجز، تصف الشراكة بدء علاقة طويلة المدى بين أصحاب العمل، (مثلاً، شركة نفط) وشركات الخدمات (مثلاً، متعهد الحفر، ومزودي المعدّات). تشمل الشراكة تعريف واندماج أهداف العمل المشترك، ومشاركة الأخطار المالية والمكافآت وتهدف إلى تحسين الكفاءة وتخفيض تكاليف العمل. لذلك، لا ينص عقد

الشراكة على المواضيع التقنية فقط، إنما يشمل تدبير عملية تجارية نوعية. أثبت الأخير على إنتاج عمل أكثر كفاءة واستخدام اقتصادي للمصادر، مثلاً، حل تشكّل فرَق تطبيق (implementation) مشتركة محل ممارسة وجود فرق منفصلة في مكاتب المتعهد وصاحب العمل، التي تنجز أساساً نفس المهام.

يزداد تقدير الصناعة لقيمة المتعهدين وشركات الخدمات في تحسين قدراتهم الجوهرية الفردية من خلال التحالفات، على سبيل المثال، قد تشكّل شركة حفر تحالفاً مع متعهدين فرعيين لتغطية طيف أوسع من النشاطات، مثلاً الإكمال (completion) الصيانة (workovers) والتداخل البئري (well interventions).

الفصل الخامس

السلامة والبيئة

Safety and the Environment

مقدّمة والتطبيق التجاري: أصبحت السلامة والبيئة عنصراً مهماً في كل مراحل دورة حياة الحقل، وتشمل كل الأعمال التقنية والمساعدة في شركة النفط. حرّضت كارثة بايبر إلفا (Piper Alpha) في بحر الشمال عام 1988 تغيّراً كبيراً في طريقة إدارة السلامة ضمن الصناعة. تدرك الشركات بأن السلامة الجيدة وإدارة البيئة لها معنى اقتصادي وهي جوهرية لضمان وجود طويل المدى في السوق. أصحاب العمل (stakeholders)، إن كانوا الحكومات، أو المنظمات غير الحكومية ((Non-Government Organisations (NGOs)) أو الممولين الماليين (financing entities) سيدققون في المنجزات الصحية والسلامة والبيئة (Health, Safety and Environment (HSE)) للمتعهد المُشَغِّل (operator) باستمرار.

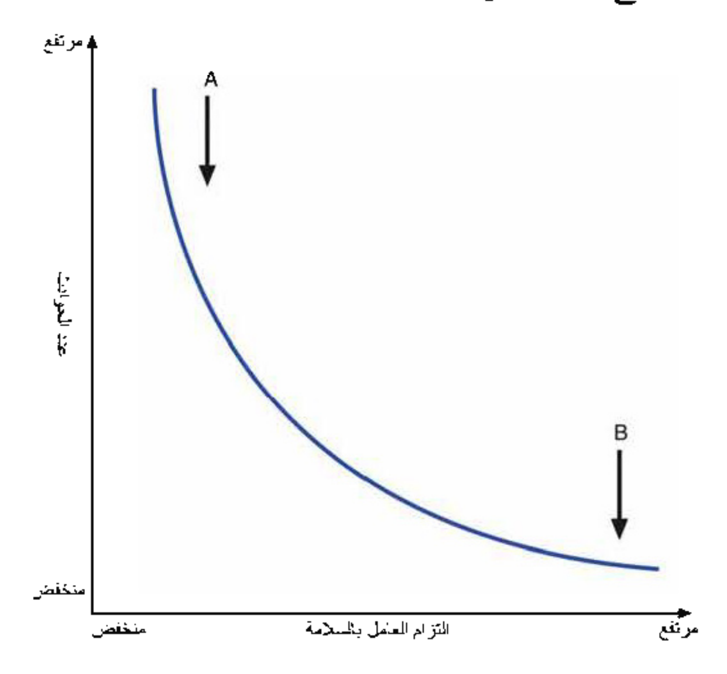
لقد طُوّر العديد من التقنيات لإدارة تأثير العمليات في السلامة والبيئة، وطبّق الكثير من العلم في هذه المجالات. الهدف من هذه الفقرة البرهنة على كيف يمكن أن يكون للاهتمامات الصحية والسلامة والبيئية وقع هام على كل مناحي تطوير الحقل وعمليات الإنتاج اللاحقة، وأن السلامة والبيئة يجب أن تكون محط اهتمام جميع العاملين.

5 ـ 1 ثقافة السلامة Safety culture

شركة الكيمياويات ديبونت (Dupont) هي أحد القادة في إدارة السلامة الصناعية، ولها تاريخ في إنجاز السلامة رفيع المستوى يعود إلى بداية القرن

العشرين. في البداية، كانت الشركة مُصَنِّعاً للديناميت، لذلك كان للسلامة أولوية عالية! أدركت الشركة بأن إنجاز سلامة جيد يجب أن يبدأ من التزام الإدارة بالسلامة، لكن في النهاية يحدد مستوى التزام العاملين إنجاز السلامة. يعبِّر المخطَّط التالي عمّا وجدوا (الشكل 5 ـ 1).

في نقطة A، وبالرغم من التزام كلّي للإدارة بإنجاز السلامة، لكن مع التزام منخفض للعاملين بالسلامة، بقي عدد الحوادث عالياً؛ يتبع العاملون الإجراءات الموضوعة فقط، لشعورهم بأن عليهم فعل ذلك. في النهاية الأخرى، نقطة B، عندما يكون التزام العاملين عالياً، ينخفض عدد الحوادث بشكل كبير؛ يشعر العاملون بأنهم مسؤولون عن سلامتهم وسلامة زملائهم. إن التزام العامل بالسلامة هو موقف عقلاني وليس نظاماً يُدرّس، ويمكن أن يعزّز بالتدريب وببرنامج محفز (أقل فعالية).



الشكل (5 ـ 1) : إنجاز السلامة والتزام العامل.

يقاس إنجاز السلامة من قبل الشركات بطرائق مختلفة. لجعل التزام السلامة علامة مرجعية في صناعة ما، يتطلب وضع معايير معترف بها عالمياً. إن الطريقة المستخدمة عادة هي عدد الحوادث، أو حوادث الزمن الضائع (Lost

Time Incidents (LTI)) . حادث الزمن الضائع هو حادث يسبب غياب شخص عن العمل ليوم أو أكثر. تكرار الضرر المسجل (Recordable Injury Frequency (RIF)) هو عدد الأضرار التي تحتاج إلى معالجة طبية لكلّ 100 عامل.

قد تكون الكلفة المالية لحادث سلامة هو مقياس آخر. طبق العديد من التقنيات لتحسين إنجاز السلامة لشركة، مثل كتابة إجراءات العمل ومعايير المعدّات، هيئة التدريب، إنجاز تدقيق السلامة واستخدام دراسات الخطورة في تصميم المصنع والمعدّات. هذه كلها تقنية شرعية جداً ومهمة، لكن واحدة من أكثر الطرائق فعالية في التأثير في إنجاز السلامة هو خلق ثقافة السلامة (safety culture) في الشركة.

لدى المهندس الممارس فرصة ممتازة للتأثير في سلامة العمليات بتطبيق تقنيات مثل دراسات الخطورة وقابلية التشغيل (Hazard And Operability Studies (HAZOP)) في تصميم تخطيط المعمل والمعدّات. تشمل التقنية تحديد الخطورة المحتملة لعملية في ظروف العمل الطبيعية والشاذة والأخذ بالاعتبار احتمالية وقوع حادث وتبعاته. يطبق هذا النوع من الدراسات الآن بشكل عادي في تصميم المنصّات وفي تقييم وrefurbishment المنصّات الموجودة. بعض أمثلة الابتكارات في تصميم المنصّات التي نتجت من مثل هذه الدراسات هي:

- قوارب النجاة حرة السقوط (freefall lifeboats) تطلق من أرصفة إنزال (slipways)، محمية من الحرارة، على منصّات بحرية.
- صمّامات الإغلاق عند الطوارئ (emergency shutdown valves) مقامة على قاع البحر وعلى الجوانب العلوية للأنابيب الواردة والصادرة، مصمّمة لعزل المنصّة من كل مصادر الزيت والغاز في حال الطوارئ.
- ممرات نجاة محمية (protected emergency escape routes) مع أدراج محمية ضد الحرارة، لتزويد ممري نجاة على الأقل من أي نقطة على المنصّة.
- فصل فيزيائي عن الوحدات السكنية (physical separation from accommodation modules) لوحدات الحفر/ المعالجة/ الضغط (خلق ملجأ آمن مضغوط). تكون هذه المناطق في المنصّات المتكاملة على طرفين متقابلين من المنصّة، ومفصولتين بجدران مقاومة للنار والانفجار.
- أغلفة مضادة للنار (fire resistant coatings) لكلّ العناصر البنائية.

- تحكم حاسوبي (computerised control) وإغلاق أجهزة المعالجة.

في كل مواضيع السلامة والبيئة، على المهندس التخلص من الخطر في المصدر (at source). مثلاً النقل واحد من أخطر العمليات المنجزة في البيئات البحرية والشاطئية، من بينها طيران الطائرة المروحية التي تتعرض لأكثر الحوادث لكلّ ساعة طيران. في دراسة الجدوى لتطوير بحري، على المهندس أن يفكر في بدائل لتخفيف تعريض الأشخاص للطيران. الخيارات التي يمكن التفكير بها:

- النقل بالقارب (الطوف (catamaran)، قارب سريع).
- ورديات طويلة (أسبوعان بدلاً من واحد).
- عملية بعدد صغير من الأشخاص.
- عمليات غير مأهولة.

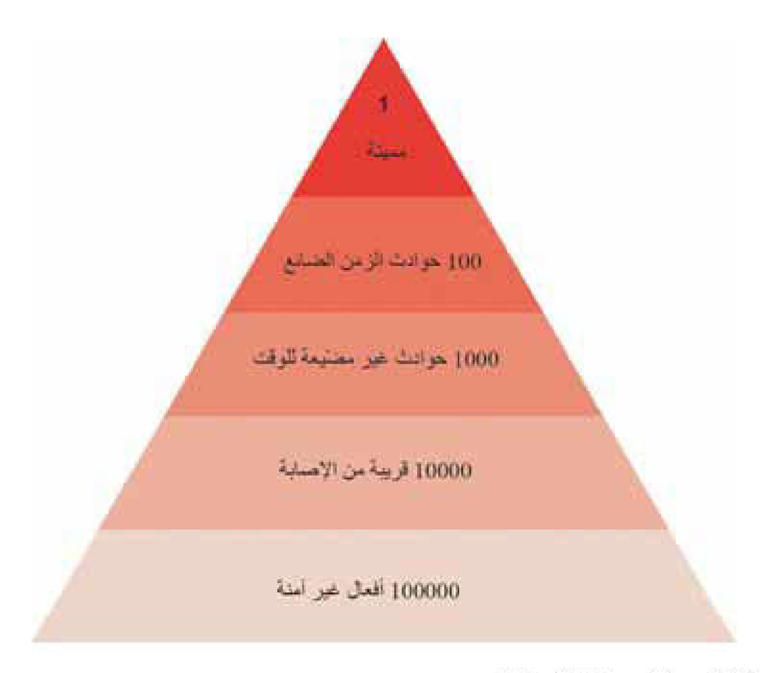
بالنظر إلى هذه القائمة، نجد طرائق مبتكرة أكثر. خيار عمليات غير مأهولة، باستخدام عملية مدارة بمساعدة الحاسوب (Computer-Assisted Operation (CAO)) (مناقشة في الفقرة 12 ـ 2، الفصل الثاني عشر) سيحسن سلامة الأشخاص ويقلل كلفة التشغيل. هذا مثال على الابتكار واستخدام التقنية من قبل المهندس، وهي مدفوعة بوعي السلامة.

التحقيق بالحادث (accident investigation) يشير إلى أن هنالك، غالباً، العديد من الأسباب الفردية لحادث، وتحدث سلسلة من الحوادث العرضية التي تحدث بنفس الوقت لتسبب حادثاً. يسمي الشكل التالي (الشكل 5 ـ 2) مثلث السلامة (safety triangle) ويظهر النسب التقريبية لوقوع الحوادث بمختلف الشدات. وضع هذا بناء على إحصائيات صناعية.

حادث الزمن الضائع المذكور سابقاً كحادث يسبب غياب يوم أو أكثر عن العمل. لا تسبب الحوادث التي ليس فيها زمن ضائع غياب أي وقت عن العمل.

قريب من الصدمة (near hit) (كثيراً ما يدعى قريب من الإصابة) هو حادث لم يسبب إصابة، لكن كانت محتملة الحدوث (مثلاً، سقوط شيء إلى الأرض، لكن أخطأ شخصاً). مثال على عمل غير آمن هو سلّم ضعيف الأمان، حيث لم يحدث حادث، لكن كان من المحتمل أن يسبب حادثاً.

يُظهِر مثلث الأمان بأنه يوجد عدة درجات من الأعمال غير الآمنة أعلى من حوادث الزمن الضائع والموت. قد يؤدي اتحاد عدد من الأعمال غير الآمنة إلى الموت. يجب أن يبدأ التعامل مع السلامة في الصناعة مع قاعدة المثلث، محاولة التخلص من الأعمال غير الآمنة. نظرياً من السهل فعل ذلك، لأن معظم الأعمال غير الآمنة تنشأ من اللامبالاة أو الإخفاق في تطبيق الإجراءات. من الناحية العملية، يتطلب تخفيض عدد الأعمال غير الآمنة الالتزام شخصي (personal commitment) وثقافة السلامة.



الشكل (5 ـ 2) : مثلث السلامة.

5 ـ 2 منظومات إدارة السلامة Safety management systems

كان لتحقيق حكومة المملكة المتحدة في كارثة بايبر إلفا في بحر الشمال في عام 1988 وقع كبير على الممارسات العملية والمعدّات، وساعد على تحسين السلامة البحرية حول العالم. كانت إحدى النتائج تطوير منظومة إدارة السلامة (Safety Management System (SMS)) التي هي طريقة لمكاملة الممارسات العملية وصيغة من منظومة إدارة الجودة (quality management system). طوّرت كل من شركات النفط الكبرى منظومتها الخاصة، لتلائم

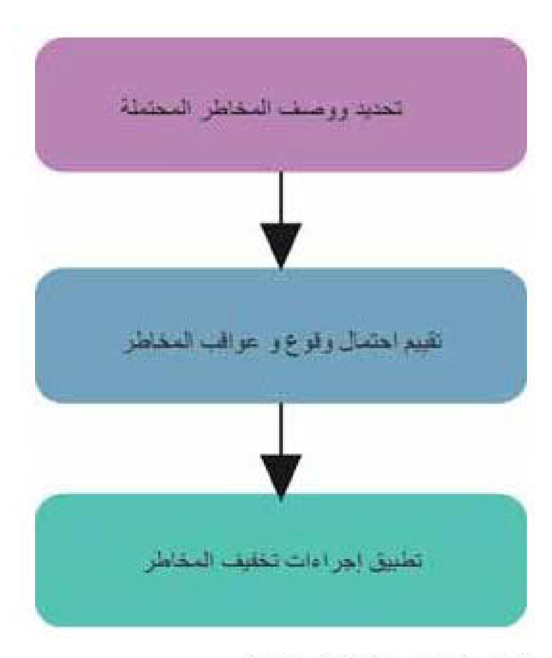
البيئات المحلية ونمط العملية، لكن منظومة إدارة السلامة تتوجه إلى المناطق التالية (أوصى بها تحقيق كولن (Cullen Enquiry) في كارثة بايبر إلفا):

- البنية التنظيمية.
- معايير أفراد الإدارة.
- تقييم السلامة.
- إجراءات التصميم.
- إجراءات التشغيل، والصيانة، والتعديل، والطوارئ.
- إدارة السلامة من قبل المتعهدين فيما يتعلق بأعمالهم.
- انخراط القوة العاملة بالسلامة.
- الحوادث والإبلاغ عن الحوادث العرضية، والتحقيق والمتابعة.
- مراقبة وتدقيق عمل المنظومة.
- إعادة تقييم منهجي للمنظومة.

من المهم اعتبار أن منظومة إدارة السلامة ليست منظومة منفصلة، لكنها متكاملة في طرائق عمل الشركة. سوف تناقش بعض عناصر منظومة إدارة السلامة.

التدقيق (auditing)، ممكن أن يتم تدقيق عمل المنظومة من قبل فريق مدقق خارجي مؤلّف من أشخاص مؤهلين من داخل أو خارج شركة التشغيل. مع ذلك، سيحسن انخراط القوة العاملة في التدقيق مستوى المعلومات، ويساعد في زيادة الالتزام ويجعل من السهل تطبيق التوصيات. هذا متناغم مع التزام العاملين المذكور في الفقرة (5 ـ 1).

ينجز المتعهدون (contractors) معظم عمل التشغيل لصالح شركة النفط، لأن بإمكانهم تزويد مهارات الاختصاصيين المطلوبة. قد يتراوح فريق المتعهدين من أفراد إلى مجموعات كبيرة، وقد تستغرق مهامهم أياماً أو أشهراً. لذلك فالمتعهدون هم المجموعة الأكثر تعرضاً للعمليات، وغالباً الأقل اعتياداً على الممارسات في الموقع، لأنهم يتحركون بين شركات النفط والمواقع. يجب إعطاء أهمية خاصة في ضم المتعهدين إلى منظومة إدارة السلامة السائدة بتعويدهم على موقع جديد وممارسات العمل. يمكن إنجاز ذلك من خلال دورة تجنيد ـ تدريب.



الشكل (5 ـ 3) : مقاربة عامة لتحليل كمّي للمخطر.

إجراءات التصميم (design procedure)، تطورت بهدف تحسين سلامة المعدّات. الأدوات المستخدمة في هذه المرحلة هي دراسات الخطورة وقابلية التشغيل وتحليل كمّي للمخطر (Quantitative Risk Analysis (QRA)). يمكن ـ للاستيضاح ـ استخدام المخطّط، كما في الشكل (5 ـ 3).

في الخطوة الأولى تطبق عملية تصنيف لفصل المخاطر الكبرى المحتملة وإنجاز سجل خطر (risk register) أو مصفوفة خطر (risk matrix)؛ يجب التوجه إلى المخاطر الكبرى بتفاصيل أكثر (انظر كذلك الفقرة 15 ـ 3 ـ 2، الفصل الخامس عشر). تستخدم تقنيات التحليل الكمي للخطر لتقييم مدى بروز خطر من المجازفات مع احتمال وقوع حوادث رئيسية، وتقوم على التخمين بأرجحية الحدوث وعواقب الحدث. يعتمد هذا التقييم على الرأي الهندسي وإحصائيات الإنجازات السابقة. ستطبّق تدابير تخفيف الخطر، عند الضرورة، حتى يصبح مستوى المخاطرة مقبولاً أو «ALARP». تمثل اللفظة الأوائلية «منخفض لدرجة تطبيق معقولة»، وهي تعبير يستعمل غالباً في سياق منظومات السلامة ـ حرجة وعالية ـ الكمال (safety-critical and high-integrity). مبدأ «منخفض لدرجة تطبيق معقولة» هو أن الخطر المتبقي يجب أن يكون منخفضاً

لدرجة يمكن قبوله. ليكون الخطر «منخفضاً لدرجة تطبيق معقولة» يجب البرهنة على أن الكلفة المطلوبة لتخفيض الخطر أكثر غير متكافئة مع الفائدة المكتسبة. وبكلمات أخرى يمكن قضاء وقت غير محدود، والجهد والمال في محاولة تخفيض الخطر إلى الصفر.

«السماح بالعمل (permit to work)» هي إجراءات مكتوبة للتأكد بأن النشاطات تنجز بطريقة نظامية. قبل البدء بعمل يتضمن حيزاً محصوراً، العمل بمنظومات الطاقة، اضطرابات أرضية حيث يمكن وجود مواد خطرة مدفونة، أو عمل ساخن في بيئات متفجرة، يجب الحصول على إذن بالعمل، يشمل:

- تحديد هدف العمل.
- تعيين المخاطر ويقّيم الخطر.
- وضع إجراءات التحكم للتخلص من المخاطر أو تخفيفها.
- ربط العمل بأذون عمل مرافقة أو عمليات متزامنة (Simultaneous Operations (SIMOPS)).
- مُقَر من شخص/ أشخاص مسؤولين.
- تبليغ المعلومات الواردة أعلاه لكلّ المنخرطين في العمل.
- ضمان تحكم كافٍ على العودة إلى التشغيل العادي.

يظهر تحقيق الحادث بأن معظم الحوادث تقع لعدم اتباع الإجراءات، وهذا يسهم كثيراً في قاعدة مثلث السلامة الوارد في نهاية الفقرة (5 ـ 1).

5 ـ 3 **البيئة** Environment

أصبحت معايير البيئة حرجة لأي مهنة. ويبرر العديد من الشركات أداءه من خلال تقرير «دوامية» سنوي (anual sustainability report) الذي يدقق ويُنعِم النظر إليه أصحاب العمل. بينما تميل الشركات المنفردة ليكون لديها منظومة إدارة بيئية (Environmental Management System (EMS))، تتبع معايير عالمية، مثل الأيزو 14001 (ISO). تساعد منظومة إدارة البيئة هذه على تحديد الأخطار البيئية والتأثيرات التي قد تحدث نتيجة نشاطاتها والتأكد بأنهم قد تدبروا أمرهم بشكل روتيني. صمّم الأيزو 14001 لدعم حماية البيئة ومنع التلوث

بالتوازي مع الحاجات المجتمعية ـ الاقتصادية. بما أن مبادئها عامة فيمكن تطبيقها على أيّ نوع من الهيئات. وإن العديد من شركات النفط والغاز الكبرى قد اتبعت هيكليتها.

التقيد بمعايير السلامة مطلوب ليس فقط ليحقق المتطلبات القانونية في البلدان المضيفة، ولكن ينظر إليه كعمل جيد، لأنها:

- مؤثرة بالكلفة.
- تقدّم حدّاً تنافسياً.
- جوهرية لضمان استمرار العمليات في المنطقة.
- تساعد على كسب عمليات مستقبلية في المنطقة.

الموافقة على قروض من البنوك الكبرى لتمويل مشروع، مشروطة عادة بالالتزام بإدارة بيئة مقبولة.

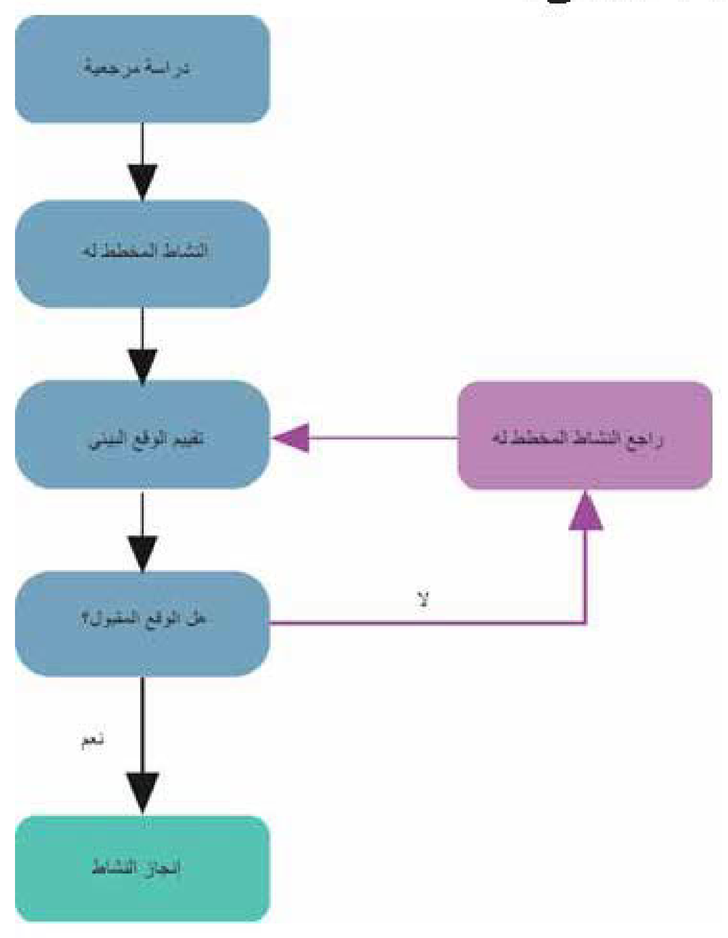
تتغيّر حساسية موضوع البيئة كثيراً من منطقة إلى منطقة. فمثلاً، بحر الشمال، الذي تنزاح مياهه إلى المحيط الأطلسي على مدى عامين، منطقة شاقة أكثر من بحر قزوين (Caspian Sea) المغلق. يجب أن تعكس منظومة الإدارة البيئية لشركة عاملة هذه الاختلافات.

5 ـ 3 ـ 1 تقييم الوقع البيئي Environmental impact assessment (EIA)

لقد ورد تقييم الوضع البيئي في الفقرة (4 ـ 4)، الفصل 4. الهدف من تقييم الوضع البيئي هو أرشفة التأثيرات الفيزيائية والبيولوجية والاجتماعية والصحية المحتملة لنشاط مخطّط (الشكل 5 ـ 4). سيمكّن هذا صانعي القرار من إقرار ما إذا كان نشاط ما مقبول، وإن كان غير مقبول تعيين بديل محتمل. يجرى تقييم الوقع البيئي من أجل:

- المسح السيسمي.
- الاستكشاف وتقييم الحفر.
- تطوير الحفر وإقامة المنشآت.
- عمليات الإنتاج.
- وقف التشغيل النهائي والهجر (appandonment).

لتحقيق الموضوعية من الموجودات، يجرى عادة تقييم الوضع البيئي من قبل مختصين أو منظمات مستقلة. ولا يشمل ذلك خبراء علميين فقط، ولكن يتطلب أيضاً تشاوراً مع الهيئات الرسمية والتمثيلية مثل وزارات الحكومة للبيئة، وصيد السمك، والغذاء، والزراعة والمياه المحلية. في النشاطات التي يمكن أن تؤثر في السكان المحليين (محطات طرفية (terminals)، مصافي (refineries)، طرق توصيل (road access)، إصلاح الأراضي (land development)) قد تكون الاتفاقية مع منظمة غير حكومية أمراً حرجاً. قد يكون لعملية تقييم الوقع البيئي ونتائجها وقع هام على برنامج المشروع الكلّي. لذلك، قد تكون الاستشارات المبكرة ومشاركة أصحاب العمل، والاستخدام الأعظمي للمعرفة المحلية، عوامل حاسمة للنجاح.



الشكل (5 ـ 4) : تطبيق لتقييم الوقع البيئي.

ينطلق تقييم الوقع البيئي من دراسة قاعدية تصف وتَجرُد النباتات (flora) والحيوانات (fauna) والحياة المائية (aquatic life) الطبيعية الأولية، وظروف اليابسة وقاع البحر قبل أي نشاط. تعتمد مدة تقييم الوقع البيئي على مساحة المنطقة المدروسة ونوعها، والعمل السابق، لكن عادة قد تستغرق 6 أشهر على الأقل. مع ذلك، قد يتطلب إنجاز قاعدة بيانات المراقبة لعدة فصول (سنوات). إن تقييم الوقع البيئي غالباً، هو عادة «عامل مرور حاسم» ولا يجب حذفه من البرنامج المخطط.

تُوثّق النتائج في بيان الوقع البيئي (Environmental Iimpact Statement (EIS)) الذي يناقش التأثيرات المفيدة والضارة التي قد تنشأ من الفعالية. التقرير هو أحد عناصر المعلومات التي يعتمد عليها إقرار المشروع. قد يتخذ قرار نهائي مع إعطاء اهتمام للتبعات التي قد تنشأ من اعتماد منحى خاص للعمل، وعند الضرورة إدخال برامج مراقبة وتخفيف مناسبة.

5 ـ 3 ـ 2 **عملية تقييم الوقع البيئي** The «EIA» process

إن تقييم الوقع البيئي هو أساساً، عملية منهجية تفحص مسبقاً النتائج البيئية للأعمال التطويرية (هذه الفقرة بإذن من CORDAH). إن تشديد تقييم الوقع البيئي هو على المنع. لقد تغيّر دور تقييم الوقع البيئي مع الزمن. في البداية، كان يعتبر أداة دفاعية، بينما يتحرك الآن لتطبيق تقنيات يمكن عموماً أن تضيف قيمة موجبة للبيئة والمجتمع. يجب أن يعتبر تقييم الوقع البيئي عملية تتغيّر باستمرار استجابة لتغيّر الضغوط البيئية.

إن تقييم الوقع البيئي هو تدقيق «قبل المشروع». مع ذلك، قد تكون الدراسات القاعدية مطلوبة لاحقاً في المشروع، مثلاً للمساعدة في تصفية تخمينات الوقع. يمكن أن تأخذ الدراسات القاعدية بالاعتبار جزءاً مهماً من كلفة تقييم الوقع البيئي الكلّية، لأنها تتطلب دراسات حقلية مكثفة.

تم اعتماد بعض مراحل عملية تقييم الوقع البيئي الأساسية من قبل العديد من الدول. تعكس هذه المراحل الواسعة ما يعتبر ممارسة جيدة ضمن التقييم البيئي، وتشمل:

● **الفرز** (screening): يطبق لتقرير أي مشروع يجب أن يكون موضوعاً

للتقييم البيئي. يمكن أن يقرر جزئياً من خلال أنظمة تقييم الوقع البيئي المحلية.

● **الاستهداف** (scoping): يميز، في مرحلة مبكرة، النقاط الأكثر أهمية والتي يجب تضمينها في تقييم الوقع البيئي. تم انتقاد كثير من تقييمات الوقع البيئي المبكرة لأنها كانت موسوعية (encyclopaedic) وتضمنت الكثير من المعلومات غير المتعلقة بالموضوع.

● **اعتبار البدائل** (consideration of alternatives): تنشد التأكد من أن المُقتَرِح قد أخذ بالاعتبار خيارات أخرى ممكنة متضمنة للموقع والمقاييس والعمليات والتخطيط وشروط التشغيل وخيار «لا عمل».

● **وصف المشروع** (project description): يتضمن إيضاح الهدف وعقلانية المشروع.

● **إعداد تقييم الوقع البيئي** (EIA preparation): هو التحليل العلمي والموضوعي لمقياس التأثيرات المحددة ودلالاتها وأهميتها. طُوِّرَ العديد من الطرائق، المتعلقة بالدراسات القاعدية وتعيين الوقع والتخمين والتقييم والتخفيف، لتنفيذ هذه المهمة.

● **الاستشارات والمشاركة الشعبية** (public consultation and participation): تهدف إلى تأكيد نوعية تقييم الوقع البيئي وشموليته وفعاليته، وللتأكد من أن أراء العامة قد أخذت بعين الاعتبار في عملية اتخاذ القرار.

● **عرض بيان الوقع البيئي**: خطوة حاسمة في العملية، إذ يخدم التوثيق بتوصيل ما توصل إليه تقييم الوقع البيئي للأطراف المهتمة.

● **الاستعراض** (review): يتضمن تقييماً منهجياً من قبل وكالة حكومية أو لجنة خبراء استعراض مستقلة.

● **صنع القرار** (decision-making) على المشروع، يتضمن إمعان النظر من قبل السلطات ذات العلاقة (متضمناً استجابات الاستشارة) مع أي اعتبارات مادية.

● **المراقبة** (monitoring): تعتمد عادة كآلية لمراقبة أن كلاً من الشروط المفروضة على المشروع قد أدخلت أو لفحص نوعية البيئة المتأثرة.

● التدقيق (auditing): يتبع المراقبة. طور التدقيق لفحص الدقة العلمية لتوقعات التأثير ولضبط ممارسات إدارة البيئة. يمكن أن يتضمن مقارنة النتائج الفعلية بالنتائج التي تم التخمين بها، ويمكن أن يستخدم لتقييم نوعية التخمينات وفعالية التخفيف. فهو يزود تغذية راجعة حاسمة في تقييم الوقع البيئي.

5 ـ 4 الاهتمامات البيئية الحالية Current environmental concerns

تحدد الفقرة التالية بعض الاهتمامات البيئية التي تواجه صناعة النفط والغاز:

5 ـ 4 ـ 1 انبعاث البيت الزجاجي Greenhouse emissions

الميثان وثاني أكسيد الكربون هما مساهمان في غازات البيت الزجاجي المنطلقة إلى الغلاف الجوي، وخاصة من خلال التنفيس (venting) وحرق الوقود المستحاث أو الأحفوري (fossil fuels). ازداد ثاني أكسيد الكربون في الجو من 280 جزءاً بالمليون في أواخر القرن التاسع عشر إلى 375 جزءاً بالمليون في الوقت الحاضر. يرتبط هذا بازدياد حرارة الكرة الأرضية. أدى الاهتمام بهذا التوجه إلى عدد من الحقائق، مثل:

● بروتوكول كيوتو (Kyoto Protocol).

● إنشاء مخطّط توجه لـ «رصيد الكربون (carbon credit)».

● التدقيق (scrutiny) الشعبي والحكومي المذكور سابقاً، على عمليات النفط والغاز في كلّ العالم.

يجب الأخذ بهذه الحقائق عند تصميم أو تشغيل أصول (assets) للنفط والغاز، وهي محط اهتمام كلٍّ من مهندس النفط ومهندس العمليات السطحية.

5 ـ 4 ـ 2 تنفيس الغاز وحرقه Gas venting and flaring

استخدم تنفيس (venting) الغاز تاريخياً في كثير من العمليات تخلّصاً من الغاز المرافق الزائد. وبطريقة أخرى، أُحرِق (flared) الغاز، وهي عملية تصدر ثاني أكسيد الكربون وبخار الماء إلى الهواء، وهذا مساهم آخر للتسخين العالمي. يُبذَل جهد أكبر الآن لجمع الغاز الزائد واستخدامه تجارياً عند الإمكان، أو إعادة حقنه في الخزّان. وضعت بعض الدول، مثل النرويج، ضريبة كربون لمعاقبة الشركات التي تقوم بتنفيس الغاز وحرقه.

5 ـ 4 ـ 3 فصل ثاني أكسيد الكربون CO_2 sequestration

كرّست بعض مشاريع الغاز الكبيرة الجديدة، مثل تطوير غورغون (Gorgon development) على الرصيف الشمالي الغربي الاسترالي وحقل سليبنر (Sleipner) في النرويج، مشاريع لفصل غاز ثاني أكسيد الكربون (sequestration)، حيث يفصل ثاني أكسيد الكربون من الغاز الطبيعي، أو حقن الغازات المتسربة من الحرق في تشكّلات مناسبة فيما تحت السطح. الفوائد من ذلك هي زيادة استعادة النفط والاحتجاز النهائي لثاني أكسيد الكربون بما يعرف بالفصل. يستخدم المسح السيسمي وقياسات الضغط لمراقبة سلامة الخزّان.

5 ـ 4 ـ 4 انبعاثات النفط في الماء Oil-in-water emissions

عند إنتاج الماء مع النفط، يُبقي فصل الماء عن النفط بعض الماء في النفط. إن حد انبعاث النفط في ماء البحر هو عادة 40 جزءاً بالمليون. يتم التخلص من الماء النفطي من المنصّات العاملة، وبعض منصّات الحفر وفي محطات النفط الطرفية. مازالت نوعية المياه التي يتم التخلص منها في المحطات الطرفية موضوع تدقيق، خاصة وأنها موجودة عادة قرب المناطق السكنية أو منتجعات الراحة. إذا استطاع المهندس إيجاد وسيلة لتخفيض الماء المنتج في المنبع (مثلاً، فصل الماء أو إعادة حقن الماء المنتج في الخزّانات) عندئذ تخف كثيراً مشكلة المعالجة السطحية. التوجهات الآن للحكومات بعدم جواز انبعاث النفط في الماء كلياً، مُجبرة العاملين على إقامة مشاريع إعادة حقن الماء المنتج (Produced Water Re-Injection schemes (PWRI)).

5 ـ 4 ـ 5 المواد المستنفدة للأوزون Ozone-depleting substances

إن «بروتوكول مونتريال حول المواد المستنفدة لطبقة الأوزون (Montreal Protocol on Substances that Deplete Ozone Layer)» هو اتفاقية دولية وضعت لحماية طبقة الأوزون (ozone) في الستراتوسفير. لقد اشترطت على التخلص من إنتاج واستهلاك المركبات التي تستنفد طبقة الأوزون في الستراتوسفير (stratosphere) بما فيها كلورفلورالكربون (chlorofluorocarbons (CFCs))، والهالونات (halons)، الكربون رباعي الكلور (carbon tetrachloride) والميتيل كلوروفورم (methyl.chloroform) تنص النظرية العلمية والشواهد بأنه عندما تنبعث هذه المركبات إلى الغلاف الجوي، فإنها تستنفد بشدة طبقة أوزون

الستراتوسفير، التي تحمي الكوكب من الأشعة فوق البنفسجية (UltraViolet (UV)) المخربة. تستعمل بعض هذه المركبات في أجهزة إخماد الحريق (fire-suppression) أو في عمليات التبريد (refrigeration).

5 ـ 4 ـ 6 إدارة النفايات Waste management

تُنتج عمليات النفط والغاز كثيراً من مواد النفايات، مثل فتات الحفر الملوث، موائع الإكمال والصيانة، والنفايات الكيميائية، والحراشف أو القشور المشعة (radioactive scale)، والرواسب الطينية النفطية (oil sludge)، والمحفزات المُستَهلكة (spent catalysts). ويتوجب وضع كافة المنظومات التي تتعامل بكفاءة مع محتوى هذه المركبات في مواقعها، أو نقلها والتخلص منها. وفي ما يستلزم هذا شركات تعهدات، تبقى شركة النفط والغاز العاملة مسؤولة عن عملية إدارة النفايات.

لسوء الحظ، إن صناعتنا تحمل تراثاً من حالات حيث قادت تسربات نفطية وإدارة نفايات غير كافية إلى تلوث وضرر للإنسان والبيئة. وقادت دعاوى ومضايقات إلى غرامات ضخمة ومطالبات تعويض وفقدان السمعة.

الفصل السادس

وصف الخزّان

Reservoir Description

مقدّمة والتطبيق التجاري: يتوقف نجاح تطوير حقل النفط والغاز على الخزّان: حجمه، وإنتاجيته ونوع الموائع التي يحتويها ونوعيتها. للوصول إلى الحد الأمثل للتطوير، يجب تحديد مميّزات الخزّان بشكل جيد. غالباً ما يكون مستوى المعلومات المتوفرة أقل بكثير من المطلوب لوصف الخزّان بدقة، وتقدير الحالة الحقيقية المطلوبة. غالباً، من الصعب على مهندسي السطح (surface engineers) فهم أصل الشك الذي يجب على مهندس تحت السطح (subsurface engineer) أن يعمل به، وقد تكون مستويات النتائج المحتملة المقدّمة من قبل مهندس تحت السطح محبطة. ستصف هذه الفقرة ما الذي يتحكم بالشكوك، وكيف تجمع المعطيات وتفسر لمحاولة صياغة نموذج للخزّان تحت السطحي.

تقسم الفقرة إلى أربعة أجزاء، تناقش أنواع الخزّان العادي من وجهة النظر الجيولوجية، الموائع المحتواة في الخزّان، والطرائق الرئيسية لجمع المعطيات، والطرق التي تفسر فيها هذه المعطيات. يستهل كل مقطع بالإشارة إلى صلاته التجارية.

6 ـ 1 جيولوجية الخزّان Reservoir geology

مقدّمة والتطبيق التجاري: الهدف من جيولوجية الخزّان هو الوصف والتقدير الكمي لمعاملات البئر والتخمين بتغيّرها الجانبي. تحدد ثلاثة معاملات بشكل عريض جيولوجية خزّان الحقل:

● البيئة الترسيبية (depositional environment).

● البنية (structure).

● النشأة اللاحقة diagenesis.

تتحكم جيولوجية الخزّان إلى حد كبير بإنتاجية التشكّل، ذلك هو إلى أي درجة تسيطر قابلية النقل لتدفق الموائع واتصالات الضغط. يجب أن ترتكز معرفة عمليات الخزّان الجيولوجية على استقراء المعطيات المحدودة جداً المتوفرة للجيولوجي، ومع ذلك فالنموذج الجيولوجي (geological model) هو الأساس الذي تبنى عليه خطة تطوير الحقل.

سنتفحص في الفقرة التالية صلة البيئات الترسيبية والبنية والنشأة اللاحقة بأهداف تطوير الحقل.

6 ـ 1 ـ 1 **البيئة الترسيبية** Depositional environment

مع وجود بعض الاستثناءات، تكون صخور الخزّان رسوبية «(sediments)». النوعان الرئيسيان هما الصخور الفتاتية السيليسية (siliciclastic) أو ما يشار إليها بـ «الفتاتية» «(clastics)» أو «الحجر الرملي» «(sandstones)»، والصخور الكربوناتية الكربوناتية (carbonate rocks).

معظم الخزّانات في خليج المكسيك وفي بحر الشمال محتواة في بيئات ترسيبية فتاتية، والعديد من الحقول العملاقة في الشرق الأوسط محتواة في صخور كربوناتية. دعنا نتحرَّ الميزات الرئيسية لكلا النوعيّن، قبل النظر في أهمية البيئات الترسيبية لعملية الإنتاج.

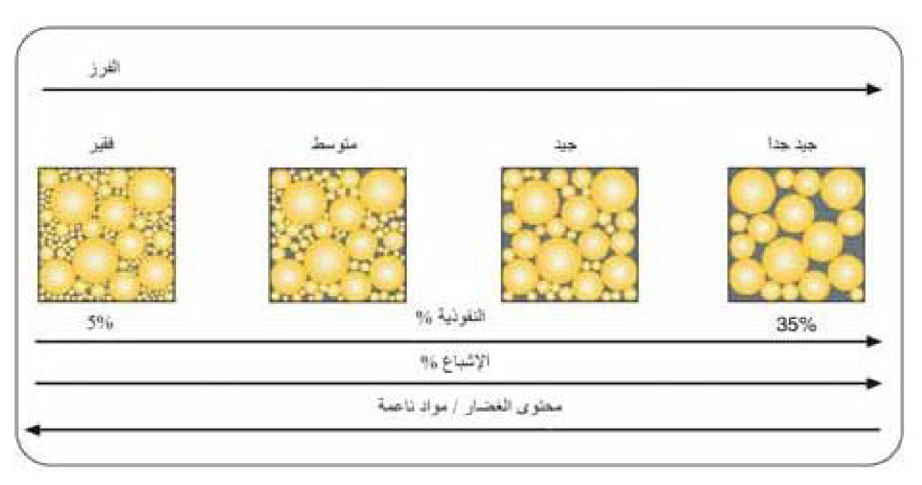
6 ـ 1 ـ 1 ـ 1 **الصخور الفتاتية** Clastics

يسبق توضع الصخور الفتاتية التجوية (weathering) ونقل المواد (transport). تحدث التجوية الميكانيكية (mechanical) إذا تعرض الصخر لتغيّرات حرارية عالية أو لتجمد الماء في مسام الصخر وشقوقه (مثلاً، في بعض البيئات الصحراوية). مثال آخر من التجوية الفتاتية هو عمل جذور النبات التي تشق طريقها عبر صخر الأساس (bedrock). يمكن أن تسبب المواد المحتواة في المياه السطحية تجوية كيميائية (chemical weathering).

تنحل الفلزات خلال هذه العملية وترشح المواد الأقل ثباتاً، مثل الفلسبار (feldspars). تكون التجوية الكيميائية شديدة في المناطق المدارية.

تؤدي التجوية إلى تحطيم الصخر إلى عناصر أصغر، التي يمكن أن تنتقل بواسطة عوامل مثل الماء (الأنهار والتيارات البحرية)، والرياح (الصحاري)، والجليد (الجليديات glaciers). توجد علاقة هامة بين أسلوب النقل والطاقة المتوفرة لتحريك العناصر. تُحَدِّد طاقة النقل (transport energy) حجم الحبيبات الرسوبية (size) وشكلها (shape) ودرجة فرزها (degree of sorting). الفرز معامل هام في التحكم بالخواص مثل المسامية. يظهر الشكل (6 ـ 1) تأثير الفرز في نوعية الخزّان.

تشمل الرسوبيات سيئة الفرز حجوماً حبية مختلفة، منتجة نسيجاً صخرياً كثيفاً مع مسامية منخفضة. نتيجة ذلك، يكون الإشباع بالمياه الفطرية (connate water) عالياً، مما يترك حيزاً صغيراً لتخزين الهيدروكربون. على العكس، تؤدي الرسوبيات جيدة الفرز جداً إلى حجم كبير «للحيز» بين المركبات ذات الحجوم المنتظمة، وإشباع منخفض بالمياه الفطرية، وبالتالي سعة أكبر لتخزين الهيدروكربون.



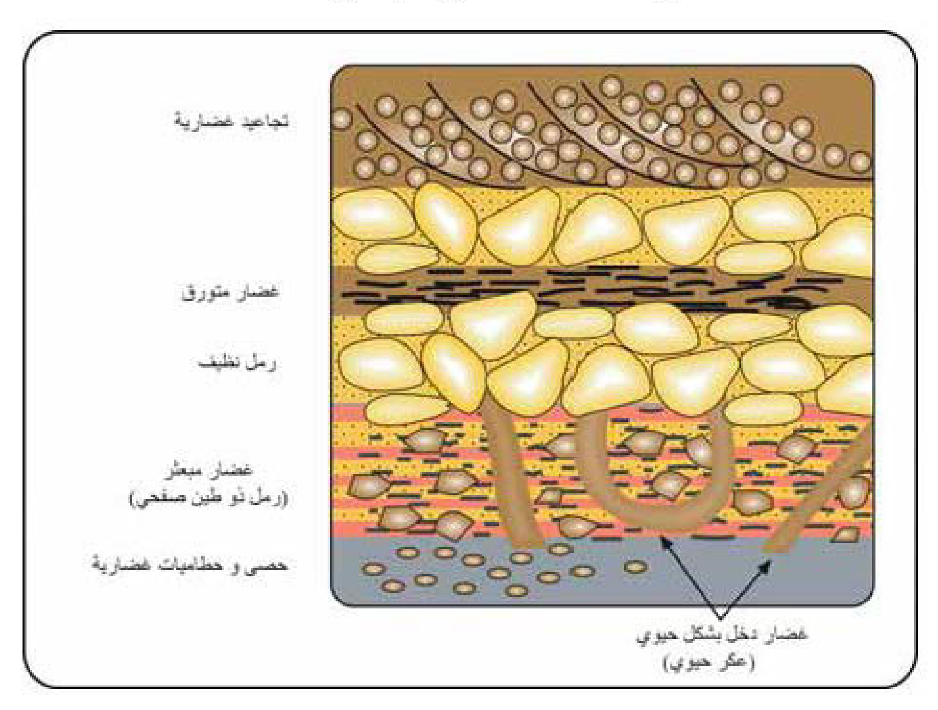
الشكل (6 ـ 1) : تأثير الفرز في نوعية الخزّان.

المياه الفطرية هي المياه التي بقيت في المسام بعد دخول الهيدروكربون.

الكوارتز quartz (SiO_2) أحد أكثر الفلزات ثباتاً، ولذلك هو المركب

الرئيسي للحجر الرملي والذي تعرض لأقصى عمليات التجوية والنقل لمسافة كبيرة. تدعى هذه الرسوبيات بـ «الناضجة» وتزود رمال خزّان «نظيفة» وعالية النوعية. من الناحية النظرية، لا تتأثر المسامية بقياس الحبيبات، لكنها بكل معنى الكلمة نسبة مئوية من الحجم الكلّي للصخر. مع ذلك، ففي الطبيعة قد يكون للرمال كبيرة العناصر وجيدة الفرز مسامية أعلى من الرمال المماثلة المؤلّفة من عناصر صغيرة. هذا ببساطة نتيجة طاقة النقل العالية اللازمة لنقل العناصر الكبيرة، لذلك يوجد احتمال (probability) صغير بأن تتوضع الحبيبات الصغيرة (الخفيفة) مثل الغضار.

إن الرمال النظيفة جداً نادرة، وغالباً ما توجد كميات صغيرة من الغضار في منظومة مسام الخزّان؛ حيث الغضاريات هي نواتج تجوية مركبات صخور مثل الفلسبار. تتحكم نوعية الغضار وتوزعه في الخزّان بشكل رئيسي بالنفوذية والمسامية. يظهر الشكل (6 ـ 2) عدة أنواع من توزع الغضار (clay).



الشكل (6 ـ 2) : توزع أنواع الغضاريات.

يلعب تورق (laminae) الغضار وتجاعيد (drape) الغضار كحوارف

(baffles) أو كحواجز (barriers) شاقولية أو أفقية لتدفق المائع ولتواصل الضغوط. تشغل الغضاريات المبعثرة المسام التي تكون ممكنة لدخول الهيدروكربون في الرمل النظيف. وقد تسد مجازات المسام الضيقة (pore throats)، وبالتالي تعيق تدفق المائع. غالباً ما يكون تقييم الخزّان معقّداً لوجود الغضاريات. هذا صحيح خصوصاً لتقدير الإشباع الهيدروكربوني.

الكدر الحيوي (bioturbation)، الناتج من (borrowing) حفر العضويات، قد يؤدي إلى وصل الطبقات المنفصلة بوريقات الغضار، مما يعزز النفوذية الشاقولية. من الناحية الأخرى، قد يجانس الكدر الحيوي الخزّان المتطبق مؤدياً إلى طين صفحي رملي غير منتج.

6 ـ 1 ـ 1 ـ 2 **الصخور الكربوناتية** Carbonate rocks

لا تخضع الصخور الكربوناتية عادة لمسافات بعيدة من النقل، وكثيراً ما نجد صخور الخزّان الكربوناتي في الموقع الأصلي. هي عادة نتيجة العضويات البحرية. مع ذلك، غالباً ما تتأثر الكربونات بشدة بعمليات النشأة اللاحقة. سيعطى لاحقاً وصف تفصيلي للكربونات المتغيّرة وخواصها الخزنية عند وصف النشأة اللاحقة.

6 ـ 1 ـ 1 ـ 3 **البيئة الترسيبية** Depositional environment

تتبع التجوية والنقل عملية ترسيب المواد المجواة. يمكن تعريف البيئة الترسيبية بأنها مجموعة نمطية من عمليات فيزيائية وكيميائية وبيولوجية تنتهي بنوع محدد من الصخر. تعتمد الخصائص الناتجة للتشكّلة (package) الرسوبية الناتجة من شدة هذه العمليات وأمدها. تظهر المتغيّرات الفيزيائية والكيميائية والبيولوجية والجيومورفية (geomorphic) فروقاً كبيرة بين وضمن بيئات خاصة. نتيجة لذلك، يجب أن نتوقع سلوكاً متغيّراً جداً لمثل هذه الخزّانات خلال إنتاج الهيدروكربون. تتحكم العمليات الترسيبية بالمسامية، النفوذية، نسبة الصافي/ الإجمالي (Net to Gross (N/G))، مدى التغيّر والامتداد الجانبي لخواص الخزّان. لذلك، يتأثر بشدة منحني الإنتاج والاستعادة النهائية (Ultimate Recovery (UR) للآبار المستقلة والتجمع ببيئة الترسيب.

على سبيل المثال، إن حقول المياه العميقة في خليج المكسيك هي من

عمر الحقبة الثالثة، وتشمل أجساماً رملية معقدة توضعت في تعاقب مياه عميقة عكرة. إن خزّان خليج برودهو الرملي (Prudhoe Bay) في ألاسكا هو من عمر الترياسي/ الكريتاسي (Triassic/Cretaceous) وترسب بمنظومة دلتا مروحية (fan delta) ذات مياه ضحلة وتوضعات طمي ـ نهرية (fluvial-alluvial). وخزّان الغوار (Ghawar) الكلسي في العربية السعودية من عمر الجوراسي Jurrasic وترسب في بحر ضحل دافئ. مع أن هذه الخزّانات قد ترسبت في بيئات ترسيب مختلفة جداً، كلها تحتوي على تجمعات هيدروكربوناتية قابلة للإنتاج، برغم أن جزء النفط القابل للإنتاج متغيّر. بالحقيقة إن خزّانات خليج البرودهو والغوار من الأكبر في العالم، ويحتوى كل منهما ما يزيد على 20 بليون برميل من النفط.

توجد علاقة هامة بين البيئة الترسيبية وتوزع الخزّان من جهة ومميّزات إنتاج الحقل (الجدول 6 ـ 1). من المهم إدراك أن معرفة عمليات الترسيب ومعالمها لخزّان معطى ستكون حاسمة للتحديد الصحيح لمواقع العدد الأمثل من الآبار التقييمية والتطويرية، وحجم المنشآت وتحديد سياسة إدارة الخزّان.

تطبق طرائق وتقنيات متعددة لوضع النموذج الجيولوجي للخزّان: بشكل رئيسي تحليل مواد العيّنة اللبابية، والسجلات السلكية (wireline log) والدراسات السيسمية عالية التحليل والتكشفات السطحية. تناقش تقنيات جمع المعطيات في الفقرة (6 ـ 6) من الفصل (6) وفي الفقرة (3 ـ 2) من الفصل (3).

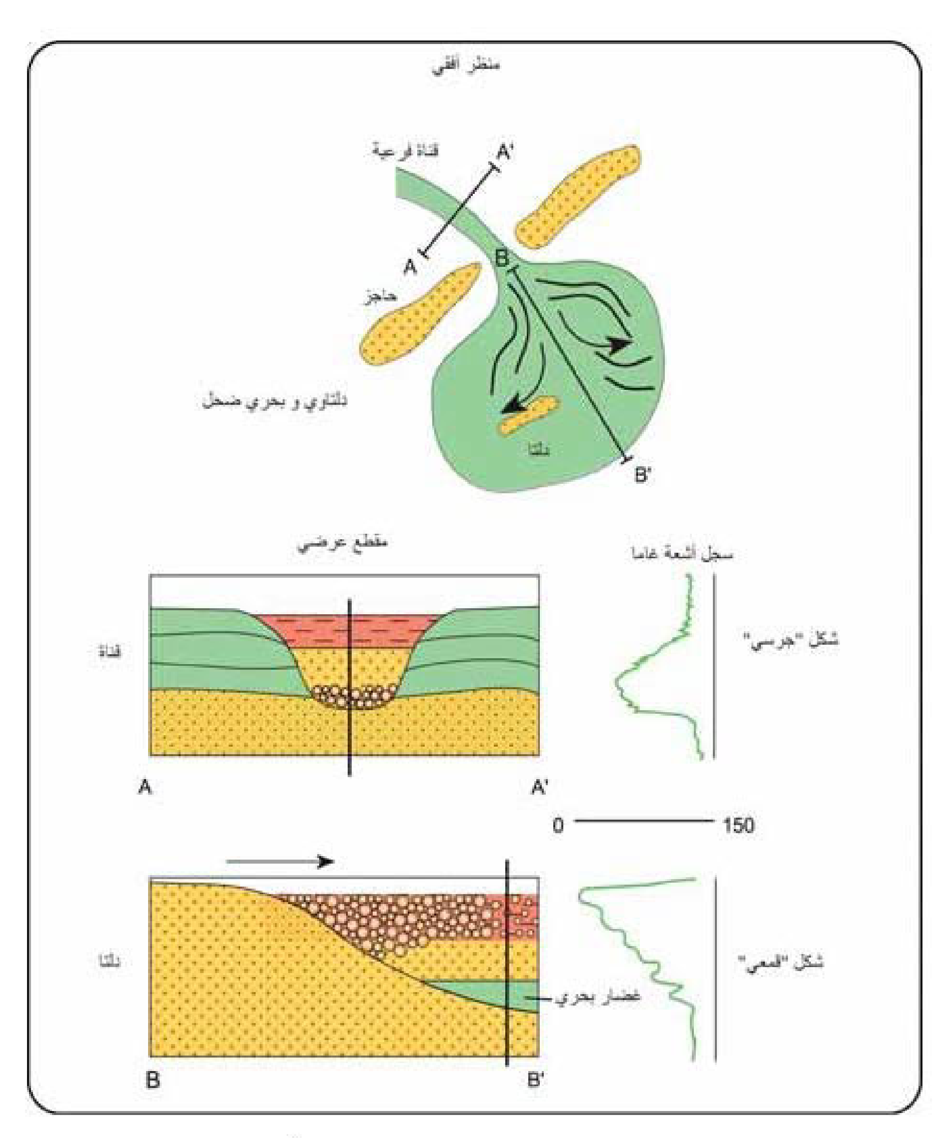
إن الموائع الأكثر فائدة لتحليل بيئي مفصل هي العيّنات اللبابية والسجلات السلكية. بشكل خاص استجابة أشعة غاما مفيدة لأنها تتحسس تغيّرات الطاقة أثناء الترسيب. يربط الشكل (6 ـ 3) بين البيئات الترسيبية واستجابة أشعة غاما. تقيس استجابة أشعة غاما المستوى الطبيعي لنشاط أشعة غاما في صخور التشكّل. للطين الصفحي استجابة أشعة غاما عالية في حين للرمال استجابات منخفضة.

غالباً ما يشير سجل قمعي الشكل لأشعة غاما (funnel-shaped) إلى بيئة دلتاوية (deltaic environment) بينما تتبع الرسوبيات الفتاتية ذات الترسيب متزايد

الخشونة توضّع الغضاريات البحرية. غالباً ما تمثل سجلات أشعة غاما جرسية الشكل (bell-shaped) بيئة قناتية (channel environment)، حيث يعكس تعاقب متزايد النعومة نحو الأعلى تناقص الطاقة عبر بروفيل القناة الشاقولي. التقنية الحديثة للدراسات الترسيبية هي استخدام أدوات التصوير للتشكّل (amaging tools) الذي يقدّم صورة عالية النوعية للتشكّلات التي تشكّل جدار البئر. توصف هذه بتفصيل أكبر في الفقرة (6 ـ 4 ـ 8).

الجدول 6 ـ 1: مميزات بيئات مختارة

البيئة الترسيبية	توزع الخزان	مميزات الإنتاج
دلتاوية (أقنية توزيعية)	منعزل أو أقنية مكدسة عادة برمال ناعمة الحبيبات. قد تكون أو لا تكون متصلة مع بعضها البعض.	منتجة جيدة: النفوذية 500-5000 mD. قد يتطلب الاتصال غير الكافي بين الأقنية إلى ملء الآبار في مرحلة لاحقة من التطوير.
بحرية ضحلة/ شاطئية (فتاتية)	حواجز رملية، أقنية مدية. تزداد خشونة نحو الأعلى. أدى ازدياد معدل الهبوط إلى خزّانات تكدسية. توزع الخزّان معتمد على عمل الأمواج والمد والجزر.	غزيرة الإنتاج نتيجة وجود الأجسام الرملية النظيفة والمستمرة. قد تسبب طبقات الطين الصفحي حواجز شاقولية أمام تدفق المائع.
كربونات ضحلة المياه (رصيفية ووحول كربوناتية)	نوعية الخزّان محكومة بعمليات التشكّل والتاريخ البنيوي (التشقق).	إنتاج غزير جداً من الكربونات الكارستية. ممكن إنتاج ماء غزير في البداية. منظومات نفوذية مزدوجة في الكربونات المشققة. قد ينتج الدولوميت H_2S.
رصيف (shelf) (فتاتية)	أجسام رملية صفائحية الشكل ناتجة من العواصف أو التجاوز البحري. تكون رقيقة عادة، لكنها رمال مستمرة كثيراً وجيدة الفرز بين غضاريات بحرية.	إنتاجية عالية جداً لكن الرمال جيدة النوعية قد تشكّل «نطاقات سرقة» أثناء ضخ الماء أو الغاز. قد يؤثر عمل حفر الرسوبيات من قبل العضويات الحفّارة في نوعية الخزّان.

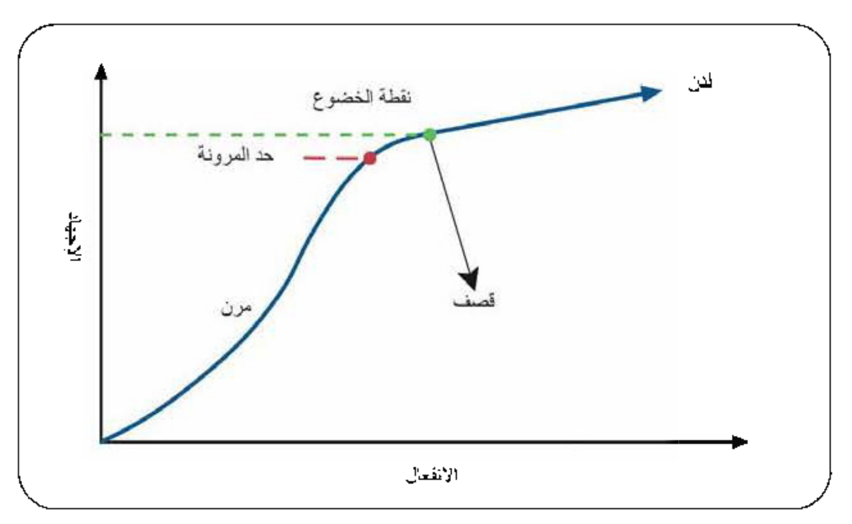


الشكل (6 ـ 3) : بيئات ترسيبية ، وتوزع الرمل وسجل استجابة أشعة غاما.

6 ـ 1 ـ 2 بنيات الخزّان Reservoir structures

كما نوقش سابقاً، إن قشرة (crust) الأرض هي جزء من منظومة ديناميكية، وتُستَوعب الحركات ضمن القشرة جزئياً بتشوه الصخر. وكأي مادة، قد تنفعل الصخور مع الجهد باستجابة مرنة (elastic)، أو لدنة (ductile) أو قصفة (brittle)، كما وصفت في مخطّط الإجهاد ـ الانفعال (stress-strain) في الشكل (6 ـ 4).

من النادر إمكانية رؤية التشوه المرن (الذي يحدث مثلاً أثناء الزلازل (earthquakes)). مع ذلك، إن العديد من المعالم تحت السطحية والسطحية مرتبطة بالنمطين الآخرين من التشوه. يحدد تركيب (composition) المادة، والضغط المطبق (confining pressure) ومعدل سرعة التشوه (rate of deformation) والحرارة (temperature) أي نمط من التشوه سيبدأ.



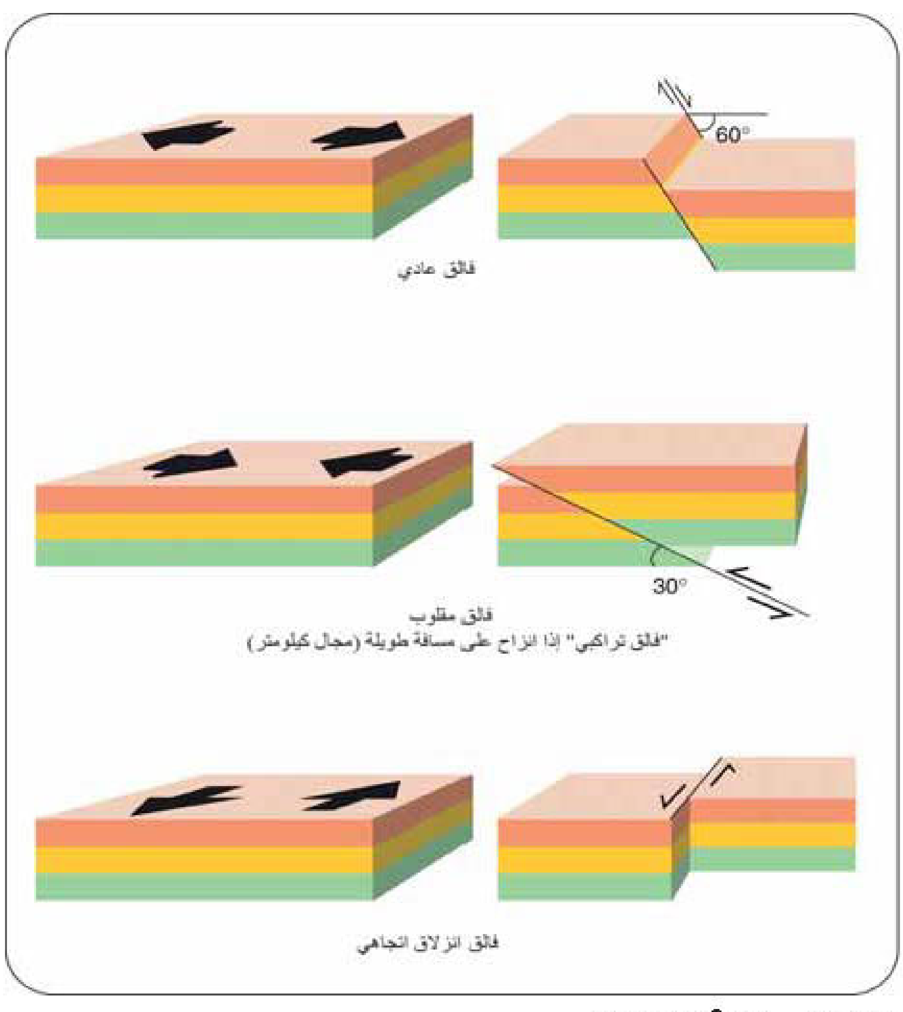
الشكل (6 ـ 4): مخطَّط الإجهاد ـ الانفعال لصخور خزّان.

إذا طبق جهد كاف على صخر فسيصل في النهاية إلى نقطة الخضوع (yield point). إذا ابتدأ إخفاق قصف، فسيتطور مستوى إخفاق الذي نصفه بفالق. يظهر الشكل (6 ـ 5) المصطلحات المستخدمة لوصف الفوالق: العادي (normal) والمقلوب (reverse) والانزلاق الاتجاهي (wrench).

بما أن الفوالق هي نطاقات ضعف متأصل، فيمكن أن تعاود نشاطها خلال الزمن الجيولوجي. يحدث التصدع (faulting) عادة بعد فترة طويلة من توضع الرسوبيات. الاستثناء من ذلك هو فالق النمو (growth fault) (يدعى كذلك فالق مصاحب للترسيب (syn-sedimentary fault))، الظاهر في الشكل (6 ـ 6). هي بنيات تمددية (extentional structures) يمكن ملاحظتها كثيراً على المقاطع السيسمية للتعاقبات الدلتاوية. إن مستوى الفالق (fault plane) منحنٍ، وله شكل الملعقة في المنظر ثلاثي الأبعاد. يدعى هذا النوع من المستويات بـ «التمددي المحدب» (listric). يمكن تصور فوالق النمو على إنها انزلاقات تحت بحرية

تسبّبت من الترسيب السريع لكميات كبيرة من الرسوبيات المشبعة بالماء والإخفاق اللاحق للمنحدر. العملية مستمرة ومتزامنة مع التزويد بالرسوبيات، لهذا فإن سماكة الرسوبيات على الجدار الهابط (downthrown block) (متحرك دوماً نحو الأسفل) تتزايد بالنسبة إلى الجدار الصاعد (upthrown block).

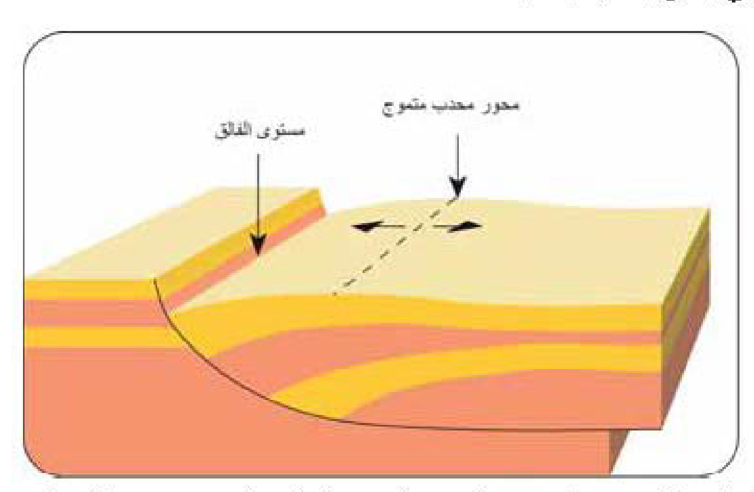
المعلم الثانوي (secondary feature) هو تطور محدبات متموجة (rollover anticline) التي تتشكّل نتيجة الحركة نحو الأسفل بالقرب من مستوى الفالق، وتتناقص مع ازدياد البعد عن المستوى. قد تحتجز المحدبات المتموجة كميات معتبرة من الهيدروكربون.



الشكل (6 ـ 5) : أنواع التصدع.

تكون المناطق الدلتاوية المتصدعة بفوالق النمو عالية المأمولية نظراً إلى أنها تشمل مقاطع سميكة من رمال الخزّان عالية النوعية. تغطي الدلتات عادة غضاريات بحرية غنية بالعضويات، التي يمكنها أن تزود التراكيب عند النضج. الأمثلة هي دلتات النيجر (Niger) والبارام (Baram) والمسيسبي (Mississippi). قد تعيق الغضاريات المتوضعة ضمن التعاقبات الدلتاوية طرد الماء خلال الترسيب السريع/ والرص. قد يقود هذا إلى تولّد الضغط المفرط.

قد تمتد الفوالق على عدة مئات من الكيلومترات أو قد تنحصر في تشوّه الحبيبات المنفردة. وهي تشكّل مصائد واسعة مؤملة لتجمع النفط والغاز. مع ذلك، قد تقطع الخزّانات وتحتجز المائع والضغوط في العديد من الحجرات المنفردة. قد يتطلب كلٌ من هذه الكتل المعزولة آباراً منفردة مخصصة للإنتاج والحقن. قد يخفض تشكّل الحجيرات (compartmentalization) في الخزّان، بسبب تصدع صغير المقياس (small-scale faulting)، درجة ربحية حقل قيد التطوير. في الحالة الأسوأ، لا يُكشَف التصدع إلا في مرحلة متقدمة من التطوير. تساعد المسوح السيسمية ثلاثية الأبعاد المبكرة في الحصول على تقييم واقعي لكثافة التصدع، وقد يشير إلى احتمال السد المحكم للفوالق المنفردة. مع ذلك، لا تكتشف الفوالق صغيرة المقياس ذات الإزاحة (الرمية throw) 5 ـ 10 أمتار باستخدام المسح السيسمي. يمكن استخدام تقنية الإحصاء الجيولوجي للتخمين بتكرارها واتجاهها.



الشكل (6 ـ 6): هندسة تصدع النمو والمحدب الناتج (متموج rollover) (من بتروليوم هانديوك 1983).

اقترحت أربع آليات لتفسير كيف تزود الفوالق السد المحكم. الحالة الأكثر تكرارية هي الإكساء بالغضار (clay smear) والتقارب (juxtaposition) الشكل الشكل (6 ـ 7):

الإكساء بالغضار: تكسو طبقة من الغضار الناعم غالباً، من أصل بحري، مستوى الفالق أثناء الحركة مشكلة سداً محكماً فعّالاً.

التقارب: يؤدي التصدع إلى تقارب صخر غير نفوذ لمقابل صخر الخزّان.

تتشكّل أختام أخرى للفالق أقل تكرارية كما يلي:

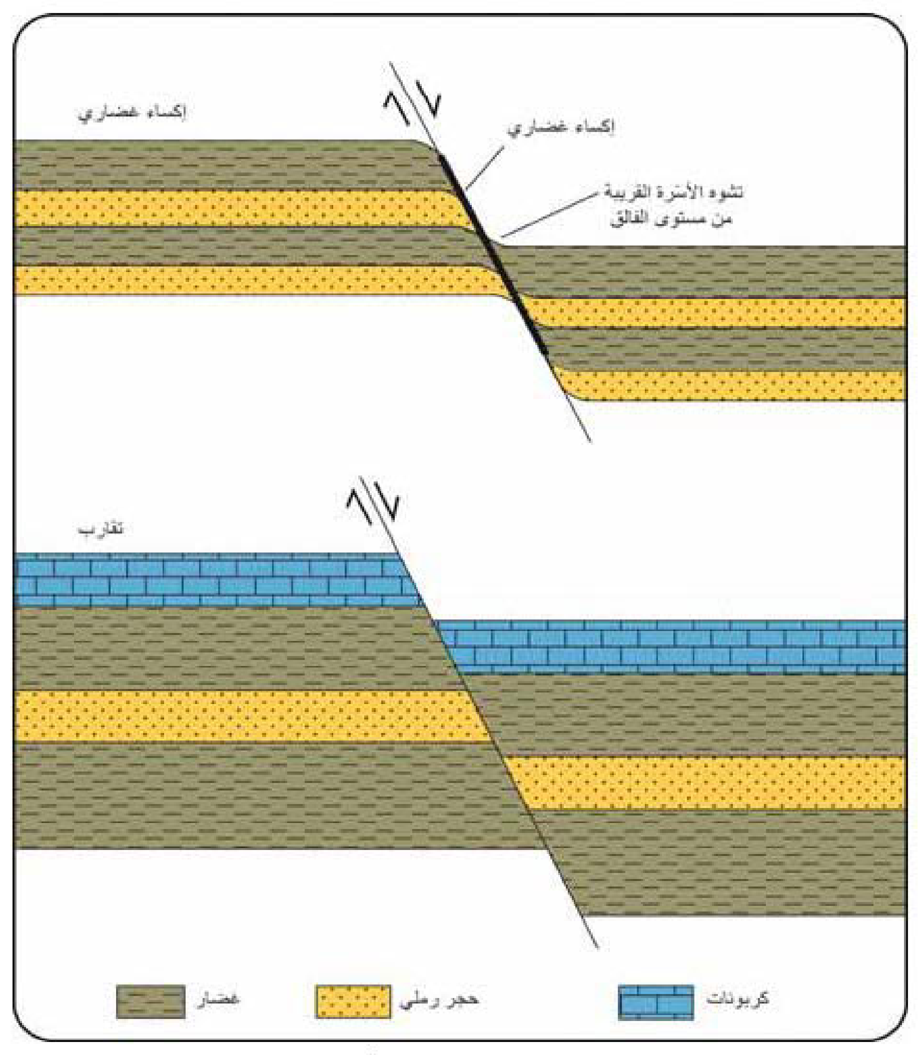
التئام تشكّلي لاحق (diagenetic healing) يؤدي توضع لاحق لفلزات بالقرب أو على مستوى الفالق لتشكّل سطح خاتم (انظر الفقرة 6 ـ 1 ـ 3 لمزيد من التفصيل).

الزحن (cataclasis) تؤدي حركة الفالق إلى تحطيم النسيج الصخري القريب من مستوى الفالق. تطحن حبيبات الكوارتز المنفصلة مولدة ختماً يتألف من «طحين الصخر (rock flour)» في حالات كثيرة، تحد الفوالق فقط من تدفق المائع، أو قد تكون «فاتحة» أي غير خاتمة (non-sealing). بالرغم من الجهود الكبيرة للتخمين باحتمالية ختم الفالق، لم تظهر حتى الآن طريقة موثوقة كلياً. تتعقد أكثر نمذجة (modeling) الختم الفالقي بحقيقة أن بعض الفوالق قد تسرب الموائع أو الضغوط بمعدل منخفض جداً، وهكذا تعمل بشكل فعّال كـ «ختم على مدى الإنتاج» (seal on a production time scale) لزوج من السنوات. كنتيجة، إن محاكاة (simulation) سلوك (behaviour) الخزّان في حقول كثيفة الفوالق صعبة، ويجب اعتبار التخمينات كتقدير تقريبي فقط.

من المعلوم بأن أختام الفوالق قد تمزقت بالضغوط التفاضلية الزائدة التي تولّدت من عمليات الإنتاج، مثلاً إذا استخرج الهيدروكربون من كتلة بينما حافظت الكتلة المجاورة على ضغطها الأصلي، قد تكون النتيجة تدفقاً متبادلاً واتصالات ضمن الخزّان غير مسيطر عليها.

في حين تزيح الفوالق الوحدات الليتولوجية المتصلة سابقاً، لا تظهر الشقوق (fractures) أي انزياح مُدرَك. وهي تمثل كذلك إخفاق قصف وتؤثر في الليثولوجيات القاسية أو المتماسكة (competent) بدلاً من تلك اللدنة أو الصخور غير المتماسكة (incompetent) مثل الحجر الطيني (claystone). كثيراً

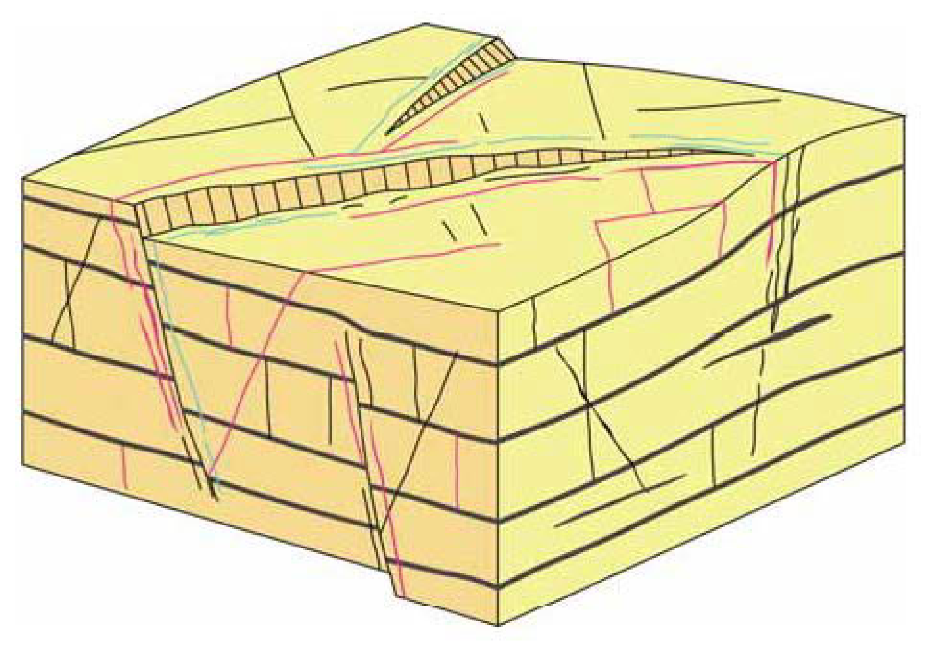
ما تتوجه الشقوق بشكل معامد لسطوح التطبق (bedding planes) (الشكل 6 ـ 8).



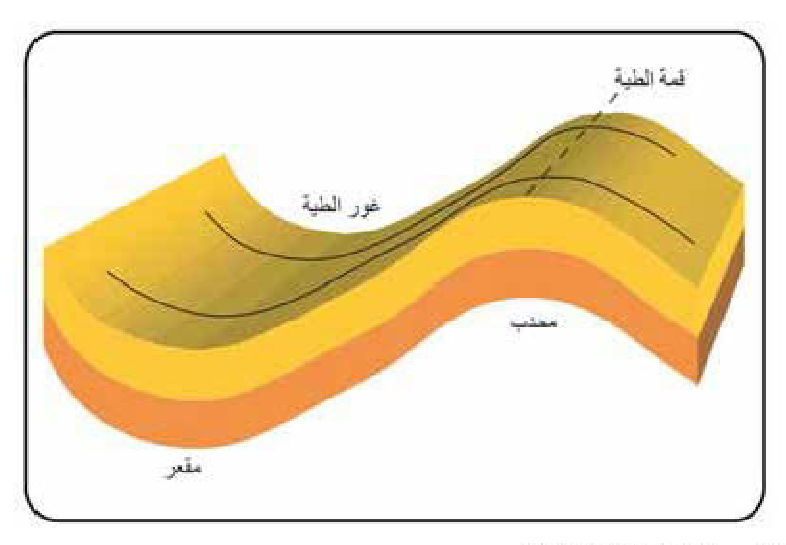
الشكل (6 ـ 7) : ختم الفالق بواسطة الإكساء بالغضار أو بالتقارب.

يتكرر تشقق الصخور الكربوناتية أكثر من الصخور الرملية. وفي كثير من الحالات، تؤدي الشقوق المفتوحة في الخزّانات الكربوناتية إلى مسامية عالية/ نفوذية عالية وممرات لإنتاج الهيدروكربون. ستشحن الشقوق بشكل مستمر من النسيج الصخري المتراص (أقل نفوذية). يجب أثناء تطوير الحقل تخطيط الآبار بحيث تقطع أكثر ما يمكن من الشقوق الطبيعية، مثلاً، بحفر آبار أفقية.

ترتبط الطيات بالتشوه الانضغاطي اللدن (الشكل 6 ـ 9). يتألف زوج من الطيات من محدب ومقعر (syncline).



الشكل (6 ـ 8) : خزان مشقق.



الشكل (6 ـ 9) : مصطلحات الطي.

6 ـ 1 ـ 3 **النشأة اللاحقة** Diagenesis

يصف مصطلح النشأة اللاحقة كل العمليات الكيميائية والفيزيائية التي تؤثر في رسوبيات بعد التوضع. يستثنى من هذا الصنف العمليات المرتبطة بالتجوية تحت ـ هوائية (sub-areal) وتلك الناتجة تحت ضغوط ودرجات حرارية عالية جداً. تصنف الأخيرة تحت مصطلح التحول (metamorphosis). تغيّر النشأة اللاحقة هندسة الفراغ المسامي وكيميائيتها، وكذلك تركيب الصخر. يتحكم بالعديد من هذه التغيّرات أهمية الأكسدة (eH) وحموضة/ قلوية /acidity) alkalinity) المياه المسامية التي تنتشر في التشكّل. وبالتالي فإن هجرة الهيدروكربون وإزاحة الماء من منظومة المسام قد تنتهي أو على الأقل تؤخر عمليات النشأة اللاحقة.

قد تزيد النشأة اللاحقة أو تنقص المسامية والنفوذية وتسبب تغيّراً ملحوظاً في سلوك الخزّان، مقارنة بتعاقب مستقر.

إن عمليات النشأة اللاحقة المرتبطة بتطور الحقل هي: التراص، والسمنتة، والانحلال والإحلال.

التراص (compaction): يحدث عندما يؤدي الترسيب المستمر إلى زيادة الحمولة المغطية التي تطرد ماء المسام من زمرة رسوبية. يقل الفراغ المسامي وترتص الحبيبات بشدة معاً. إن التراص شديد خاصة في الغضاريات التي مساميتها عالية جداً، حوالى 80٪ عندما تكون طازجة التوضع.

في حالات نادرة، قد يبدأ التراص صنعياً بسحب النفط والغاز أو الماء من الخزّان. قد يساعد الضغط المطبق من الحمولة المغطية (overburden) فعلياً في «اعتصار» الهيدروكربون خارجاً. تعرف هذه العملية باسم «تحفيز بالتراص»، وبعض التراكمات في فنزويلا Venezuela تنتج بهذه الطريقة بالتوافق مع برنامج «استرداد النفط المعزز (Enhanced Oil Recovery (EOR))» مثل الحقن بالبخار.

إذا حدث التراص نتيجة للإنتاج، فيتطلب مراقبة حذرة. تَصَدّر حقل إيكوفسك (Ekofisk) في بحر الشمال البلجيكي الأخبار، عندما «انهارت» مسام كربونات الخزّان ناعمة الحبيبات نتيجة الإنتاج وابتدأت المنصّة بالغوص.

عولجت المشكلة لاحقاً بإدخال مقاطع فولاذية في أرجل المنصّة.

وكذلك تأثيرات التراص هي موضوع مهم في حقل غاز غرونغن (Groningen) في هولندا (Holland) حيث يتوقع هبوط السطح بمقدار متر واحد.

يخفض التراص المسامية والنفوذية. كما ذكر سابقاً أثناء تقديم فوالق النمو، إذا منع طرد الماء قد تتطور ضغوط مفرطة.

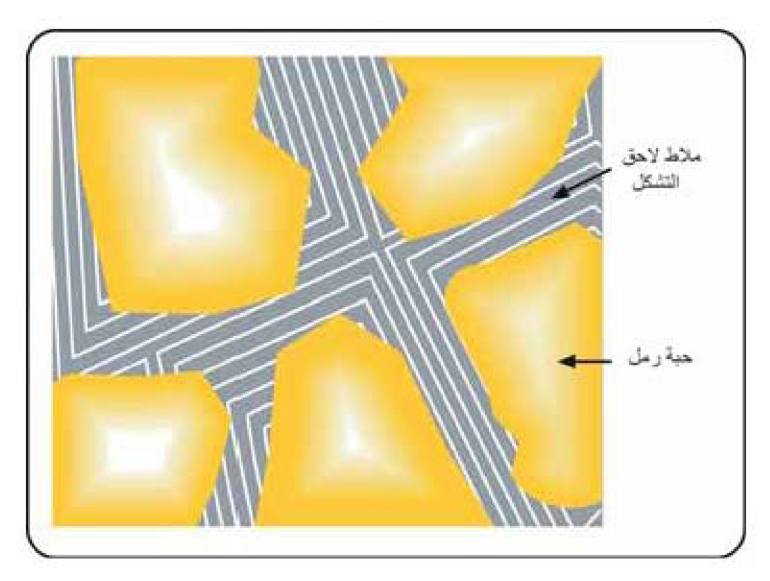
السمنتة (cementation): تصف «التحام» المركبات مع بعضها البعض. غالباً ما يتألف «الغراء (glue)» من مواد مثل الكوارتز أو فلزات كربوناتية مختلفة. قد تدخل إلى المنظومة بواسطة رشح (percolating) مياه المسام و/أو ترسب فلزات نتيجة تغيّرات الضغط والحرارة. قد يقود التراص إلى انحلال الكوارتز على نقطة التماس للحبيبات المنفردة حيث يكون الضغط أعظمياً. مثلاً، في المناطق ذات الضغط المنخفض قليلاً، قد يحدث ترسب الكوارتز في الفراغ بين الحبيبات (الشكل 6 ـ 10).

هذا النوع من المحلول الضغطي/الترسيب نشط على فترات طويلة من الزمن وقد يدمر كلياً تقريباً المسامية الأولية. قد يحدث ترسيب المواد أيضاً بطريقة مماثلة على سطح مستوى الفوالق، محدثاً ختماً فعّالاً من خلال عملية قدمت سابقاً هي الالتئام التشكّلي اللاحق.

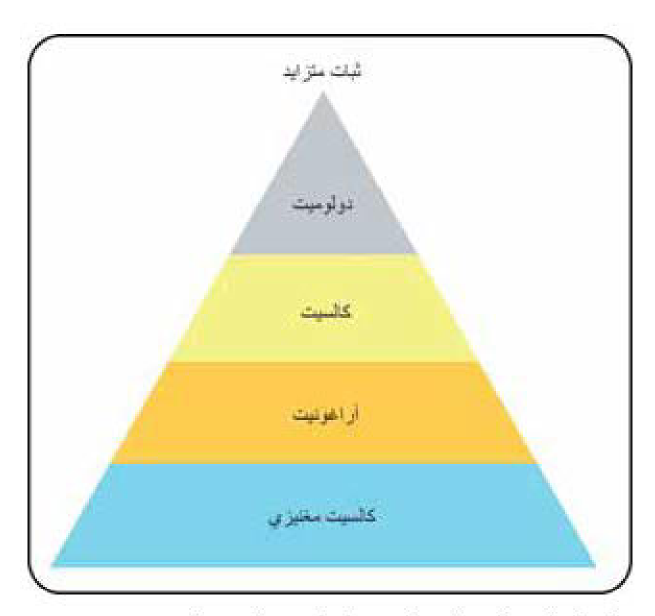
الانحلال والإحلال (dissolution and replacement): بعض الفلزات، خصوصاً الكربونات، ليست مستقرة كيميائياً على مجال من الضغوط، ودرجات الحرارة والـ (pH). لذلك سيكون هناك ميل للتغيّر عبر الزمن الجيولوجي إلى تشكّلة أكثر ثباتاً، كما في الشكل (6 ـ 11).

قد يلتقط ماء المطر ثاني أكسيد الكربون الجوي CO_2 ويتفاعل مع كربونات الكلسيوم (الحجر الكلسي) ليشكل مادة قابلة للانحلال؛ بيكربونات الكلسيوم (calcium bicarbonate). يعطي هذا التفاعل الماء «قساوته (hardness)»

$$CaCO_3 + H_2O + CO_2 \rightarrow Ca(HCO_3)_2$$



الشكل (6 ـ 10): تلمير المسامية بالسمتة.



الشكل (6 ـ 11): الثبات الكيميائي النسبي لفلزات الكربونات.

المياه السطحية تحت مشبعة عادة بأيونات الكالسيوم (Ca^{2+}). حيث تمتزج المياه السطحية (حتى المشبعة) مع مياه البحر، يقوم تآكل نطاق المزج (mixing zone corrosion) بحل كربونات الكالسيوم. يمكن رؤية شواهد هذا الحدث على الجزر.

يمكن أن يخلق انحلال الكربونات مظاهر مثيرة مثل تلك التي توجد في العديد من الكهوف. يدعى المصطلح بالكرستة (karstification). تعود بعض الخزّانات إلى الكارست (karst). الأمثلة على ذلك حقل باهي بي (Bahai Bay) في الصين أو حقل نفط نانج نوان (Nang Nuan) في تايلاند. تتميز هذه الخزّانات بإنتاج أولي عالٍ من منظومة الفراغ المسامي الكبير. مع ذلك، بما أن مظاهر الكارست متصلة في العمق مع الماء (waterleg)، يُتبَع هذا عادة، بتدفق مائي سريع وغزير.

هناك تفاعل آخر مهم هو إحلال أيون Ca^{2+} في الكربونات بأيون المغنيزيوم. إن الأخير أصغر، لذا يتولد «فراغ» أو مسامية في الشبكة الفلزية من هذا الإحلال. الفلز الناتج هو الدولوميت، ويمكن أن تصل الزيادة بالمسامية إلى 13٪. يمكن التعبير عن العملية كما يلي:

$$2CaCO_3 + Mg^{2+} \rightarrow CaMg(CO_3)_2 + Ca^{2+}$$

يتوفر أيون المغنيزيوم من مياه المسام المهاجرة. إذا كانت العملية مستمرة على مدى الزمن الجيولوجي، يدخل المزيد والمزيد من (Mg^{2+}) إلى المنظومة وتنخفض المسامية ثانية. ويصبح الصخر فوق ـ مدلمت (over-dolomitised)(*).

غالباً ما تكون الخزّانات الكربوناتية (carbonate) متأثرة بدرجات مختلفة من النشأة اللاحقة (diagenesis)(**) مع ذلك، إن عملية الانحلال والإحلال ليست محصورة بالكربونات. الفلسبار مثلاً، عائلة أخرى من الفلزات الميالة لتغيّرات مبكرة.

قد يضطرب التوازن الكيميائي في منظومة مسام الخزّان، أثناء عمليات الحفر والإنتاج. هذا صحيح، خاصة عندما تدخل الطَفلِة أو المياه المحقونة إلى التشكّل. يمكن أن يؤدي التفاعل الناتج إلى ترسب فلزات حول البئر أو الخزّان، وقد تخرب بشدة الإنتاجية. لذا يجب التحقق في مرحلة مبكرة من انسجام مياه التشكّل مع الموائع المدخلة خلال الحفر.

(*) دلمتة: عملية إحلال كربونات المغنيسيوم في الحجر الكلسي محل كربونات الكالسيوم.

(**) نشأة لاحقة: عمليات فيزيائية تتعرض لها الرسوبيات بعد توضعها وتؤدي إلى ارتصاص عناصرها وإعادة تبلورها، واستبدال معادنها بالإحلال بمعادن أخرى.

6 ـ 2 موائع الخزّان Reservoir fluids

مقدّمة والتطبيق التجاري: تقدم هذه الفقرة الأنواع المختلفة للهيدروكربون المستثمرة من تطوير حقل نفط وغاز. يجب وصف توزع الموائع الأولي في الخزّان للتمكن من تقدير الهيدروكربون الموجود في المكان الأولي (HydroCarbon Initially In Place (HCIIP)) في الخزّان. إن العلاقة بين حجم الهيدروكربون الموجود في المكان الأولي تحت السطحي والحجم السطحي المعادل مهم في تقدير النفط المخزون في المكان الأولي (Stock Tank Oil Initially In Place (STOIIP)) والغاز الأولي الموجود في الموقع (Gas Initially In Place (GIIP)).

تستخدم الخواص الكيميائية والفيزيائية الأساسية لأنواع الموائع في تمييز سلوك الموائع تحت ظروف الإنتاج. إن وجود تقرير ممثل لنوع مائع الخزّان مهم بالنسبة إلى مهندسي النفط والمعالجة للتخمين عن كيفية تغيّر خواص المائع مع الضغط والحرارة، وهو جوهري للتصميم الصحيح لمنشآت المعالجة السطحية. وبنظرة معمقة أكثر، يهتم المهندس الكيميائي بتركيب موائع الهيدروكربون لتحديد حصيلة الأجزاء المتعددة التي يمكن الحصول عليها.

6 ـ 2 ـ 1 كيميائية الهيدروكربون Hydrocarbon chemistry

إن الموائع المحتواة في تراكمات النفط هي مزيج من مركبات عضوية (organic compounds)، التي هي بغالبيتها هيدروكربون (جزيئات مركبة من ذرات الهيدروجين والكربون)، لكن من الممكن وجود الكبريت والنتروجين والأكسجين ومركبات معدنية.

ستُركِّز هذه الفقرة على الهيدروكربون، لكن سوف تُوضِح أهمية المركبات الأخرى في معالجة الموائع.

تتغيّر الموائع النفطية بالمظهر كثيراً، من الغازات إلى موائع شفافة بمظهر وقود خفيف، إلى كثيفة سوداء، موائع صلبة تقريباً. من ناحية نسبة الوزن المئوية للنفط الخام، مثلاً يمثل عنصر الكربون 84 ـ 87٪، وعنصر الهيدروجين 11 ـ 14٪ والمركبات الأخرى، نمطياً أقل من 1٪. بالرغم من ضيق مجال نسبة الوزن المئوية لعنصري الكربون والهيدروجين، يتغيّر لون النفط الخام من مائع بني فاتح

مع لزوجة قريبة من لزوجة الماء، إلى مائع مثل القطران عالي اللزوجة جداً.

يعود تنوع المظهر إلى الطرق العديدة التي تستطيع ذرات الكربون الارتباط مع بعضها البعض، فمن ذرة كربون منفردة إلى جزيئات تحتوي على مئات من ذرات الكربون المرتبطة مع بعضها البعض بسلاسل خطية، إلى ترتيبات حلقية من ذرات الكربون. إنها قابلية جزيئات الكربون للارتباط معاً في سلاسل طويلة (كاتانيت catenate)، التي تجعل المركبات العضوية (مثلاً، الحاوية على الكربون) أكثر عدداً بكثير من تلك العائدة إلى عناصر أخرى، وهي الأساس للمادة الحية.

يمكن أن تصنف الترتيبات المتعددة لذرات الكربون في «سلاسل (series)» التي تصف بنية جزيئية شائعة. ترتكز السلاسل على أربعة أصناف، تعود إلى:

● ترتيب جزيئات الكربون.

ـ سلسلة مفتوحة (التي قد تكون سلسلة مستقيمة أو متفرعة).

ـ دورية (أو حلقية).

● الرابطة (bond) بين جزيئات الكربون.

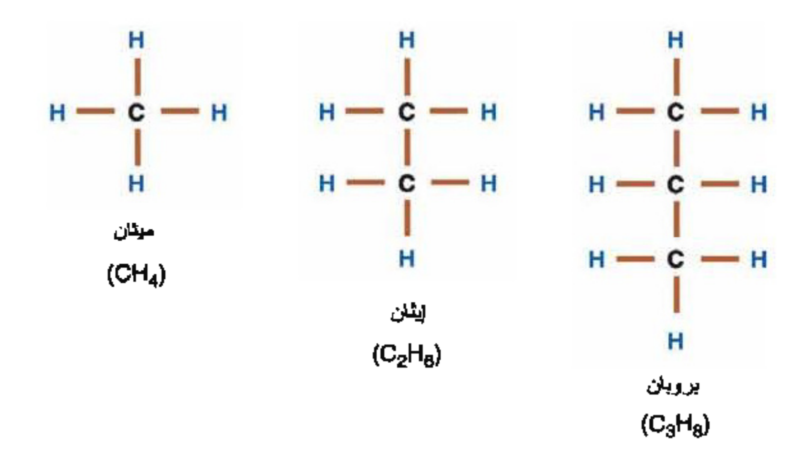
ـ رابطة مشبعة (saturated) (أو منفردة).

ـ رابطة غير مشبعة (unsaturated) (أو متعددة).

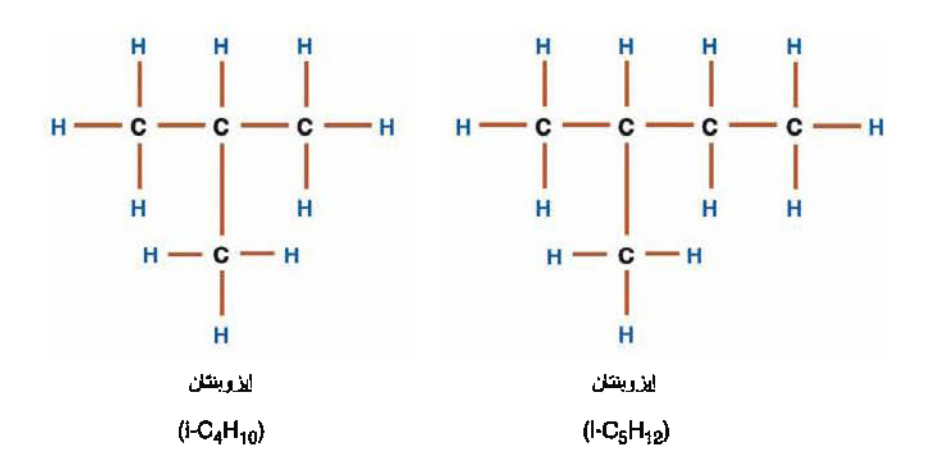
6 ـ 2 ـ 1 ـ 1 ألكانات Alkanes

السلسلة الكبرى هي تلك العائدة إلى الألكانات (alkanes) أو بارافينات (paraffins)، التي هي جزيئات مفتوحة السلسلة، مع روابط مشبعة، ولها الصيغة العامة C_nH_{2n+2}.

يظهر الشكل 6 ـ 12 الطريقة التي تصوّر فيها الجزيئات، ورموزها الكيميائية وأسماء الأعضاء الثلاثة من السلسلة. لذرة الكربون أربعة روابط يمكن أن ترتبط بها مع واحدة أو أكثر من ذرات الكربون (خاصة فريدة) أو مع ذرات من عناصر أخرى، مثل الهيدروجين. للهيدروجين رابطة واحدة فقط، ولذلك يمكن أن يرتبط مع ذرة واحدة فقط.



الشكل (6 ـ 12): أمثلة من سلسلة الألكين (البارافين).



الشكل (6 ـ 13): إيزومرات isomers سلسلة البارافين.

يكوّن الأعضاء الأربعة الأولى من سلسلة الألكين غازات في شروط الحرارة والضغط القياسية (STP) (ميثان (methane)، إيثان(ethane)، بروبان (propane)، وبوتان (butane)). تزداد كثافة المركبات بازدياد طول سلسلة الكربون: من C_5H_{12} (بنتان pentane) إلى $C_{17}H_{36}$ تكون غازات، ومن $C_{18}H_{36}$ توجد المركبات كصلبة شبيهة بالشمع في شروط الحرارة والضغط القياسية.

تكتب البادئات الأكثر شيوعاً باستخدام سلسلة الألكين كمثال، وكتبت بخط مائل:

C_1	(methane)	ميثان
C_2	(ethane)	إيثان
C_3	(propane)	بروبان
C_4	(butane)	بوتان
C_5	(pentane)	بنتان
C_6	(hexane)	هكسان

بعد البروبان، يمكن ترتيب ذرات الكربون بسلاسل متفرعة مع الاحتفاظ بنفس عدد ذرات الهيدروجين. تسمى هذه الترتيبات بالمتجازئات أو الإيزومرات (isomers)، وتظهر خواص فيزيائية مختلفة قليلاً (مثلاً، درجة الغليان، والكثافة، درجة الحرارة والضغط الحرج). تظهر بعض الأمثلة في الشكل (6 ـ 13).

تظهر الألكين من CH_4 إلى C_40H_{82} نمطياً في النفط الخام وتمثل حتى 20٪ بالحجم من النفط. الألكينات بغالبيتها خاملة كيميائياً، (لهذا يعني الاسم بارافينات، قليل الألفة)، ويعود ذلك إلى حقيقة أن روابط الكربون مشبعة كلياً، ولذلك لا يمكنها الانفكاك لتشكّل روابط جديدة مع ذرات أخرى. ربما يفسر هذا لماذا بقيت ثابتة على فترات طويلة من الزمن الجيولوجي، بالرغم من تعرضها لضغوط ودرجات حرارة مرتفعة.

6 ـ 2 ـ 1 ـ 2 **الأوليفينات** Olefins

هي الهيدروكربونات مفتوحة السلسلة وغير المشبعة، أي تملك على الأقل رابطة مزدوجة كربون ـ كربون، هي جزء من سلسلة الأوليفينات (olefins) ولها اللاحقة «ene-».

تدعى تلك التي لها رابطة مزدوجة كربون ـ كربون الأوليفينات الوحيدة أو ألكانات، مثال الإيثلين $CH_2 = CH_2$ (ethylene).

الرابطة المزدوجة ليست أقوى من الرابطة المنفردة، بل على العكس، إنها سريعة التأثر، فتجعل المركبات غير المشبعة أكثر فاعلية كيميائية من المشبعة.

في سلاسل الكربون الأطول، قد توجد رابطتان مزدوجة كربون ـ كربون. تدعى مثل هذه الجزيئات بديوليفين diolefins (أو ديينيز dienes)، مثل البوتادييين $CH_2 = CH\text{-}CH = CH_2$ (butadiens).

6 ـ 2 ـ 1 ـ 3 أسيتيلينات Acetylenes

الأسيتيلين (acetylene) سلسلة أخرى من الكربونات غير المشبعة التي تشمل مركبات تحتوي رابطة ثلاثية كربون ـ كربون، مثل الأسيتيلين نفسه:

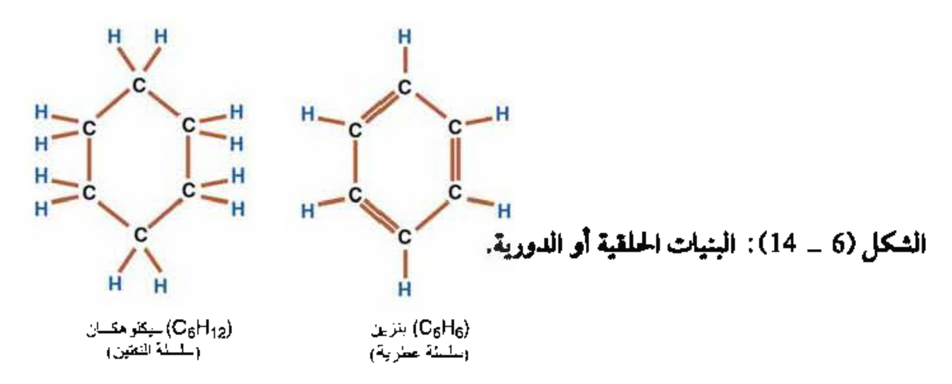
$$CH \equiv CH$$

الأوليفينات غير شائعة في النفط الخام بسبب الفاعلية الكيميائية العالية لتلك المركبات التي تسبب لها الإشباع مع الهيدروجين. وبشكل مشابه، فإن الأسيتيلين فعلياً غائب من النفط الخام، الذي يميل إلى احتواء نسبة عالية من الهيدروكربونات المشبعة، مثل الألكينات.

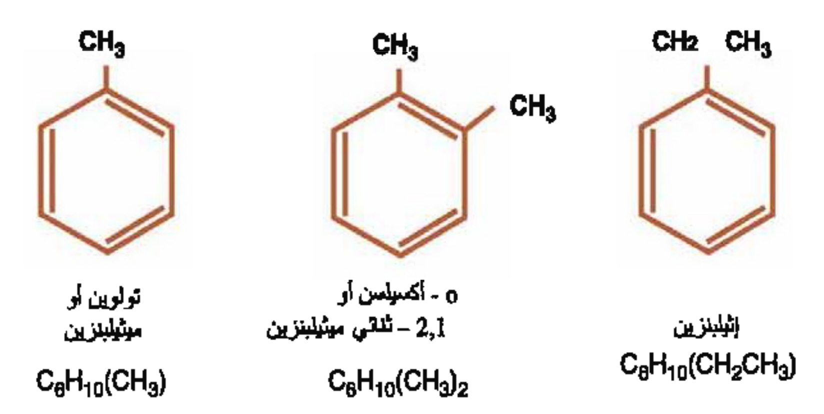
بينما قد توجد السلسلة الطويلة (فوق 18 ذرة كربون) في محلول بدرجة حرارة الخزّان وضغطه، لكن يمكن أن تتصلب بدرجات الحرارة والضغوط الأخفض التي تشهدها المنشآت السطحية، أو حتى في شبكة الأنابيب. إن الجزء من هيدروكربونات السلسلة الطويلة الموجودة في النفط الخام لها أهمية خاصة لدى مهندسي المعالجة، الذين يتطلبون نمطياً، تحليلاً مخبرياً مفصلاً لتركيب النفط الخام، ويشمل قياسات الجزء من الجزيئات التي تصل إلى C_{30}.

6 ـ 2 ـ 1 ـ 4 البنيات الحلقية أو الدورية Ring or cyclic structures

إن النفثينز (C_nH_{2n}) (naphthenes) أو سيكلوالكانز (cycloalkanes) هي بنيات حلقية أو دورية مشبعة، مثل سيكلوهيكسان (C_6H_{12}) (cyclohexane)، مع احتمال وجود حلقات من قياسات أخرى. توجد سلسلة أخرى مهمة من البنيات الحلقية هي الأرينز (arenas) (أو عطريات (aromatics)، كما تدعى بسبب رائحتها العطرية الشائعة)، وتحتوي على روابط مزدوجة كربون ـ كربون، وترتكز على جزيئة البنزين (benzene) (الشكل 6 ـ 14).



الشكل (6 ـ 14): البنيات الحلقية أو الدورية.



الشكل (6 ـ 15): مشتقات البنزين.

مع أن البنزين يحتوي ثلاثة روابط مزدوجة كربون ـ كربون فإن لإلكتروناته ترتيب فريد (إن الزوج الفائض من الإلكترونات هو جزء من البنية الحلقية الكلّية بدلاً من أن يكون مرتبطاً بزوج خاص من ذرات الكربون)، مما يسمح أن يكون البنزين غير تفاعلي نسبياً. مع ذلك، يعرف البنزين بأنه مركب محرّض للسرطان.

بعض العطريات الشائعة الموجودة في النفط الخام هي مشتقات بسيطة من البنزين التي يرتبط بها مجموعة ألكيل (alkyl) أو أكثر (CH_3) إلى جزيئة البنزين الأساسية كسلسلة جانبية، وتحل محل ذرة الهيدروجين. هذه الأرينز قد تكون موائع أو أجسام صلبة في الشروط القياسية (الشكل 6 ـ 15).

6 ـ 2 ـ 1 ـ 5 المركبات غير الهيدروكربونية في موائع النفط Non-hydrocarbon components of petroleum fluids

قد تكون المركبات غير الهيدروكربونية في موائع النفط الخام صغيرة كنسبة مئوية حجمية، نمطياً أقل من 1٪، لكن تأثيرها في نوعية المنتج ومتطلبات المعالجة قد تكون كبيرة. لذلك من الضروري تمييز وجود هذه المركبات أبكر ما يمكن، وبالتأكيد قبل مرحلة تخطيط تطوير الحقل، لتمكين وضع الاختيار المناسب لمنشآت المعالجة ومواد الإنشاء.

إن الكبريت ومنتجاته هي الشوائب الأكثر شيوعاً في النفط الخام، ويتراوح من 0.2 إلى أكثر من 6٪ في بعض الخام المكسيكي والشرق أوسطي، مع متوسط وزني 0.65٪. تشمل مركبات الكبريت مسببة التآكل الكبريت الحر، كبريت الهيدروجين (H_2S) (hydrogen sulphide) (السام جداً أيضاً)، ومركابتينز

(mercaptans) ذا الوزن الجزيئي المنخفض (مثال، إثيل مركابتين (ethyl mercaptan) (C_2H_2SH). يتشكّل الميركابتينز أثناء تكرير النفط الخام، ويتطلب سبائك خاصة في معدّات المعمل لتجنب التآكل الشديد. إن مركبات الكبريت غير المسببة للتآكل هي الكباريت (sulphides) (مثلاً، دياتيل سلفيد (diethyl sulphide) ($(C_2H_5)_2S$) التي ليست مسببة للتآكل مباشرة، ولكنها تحتاج إلى تحكم حذر بدرجة الحرارة أثناء المعالجة لتجنّب تفككها إلى منتجات مسببة للتآكل. لمركبات الكبريت رائحة كريهة مميّزة، وكلاً من الصيغتين المسببة للتآكل وغير المسببة، عموماً غير مرغوب بها في النفط الخام. يعرف التآكل المسبب من H_2S بالتآكل «الحامض» (sour corrosion).

تحوي بعض الغازات الطبيعية نسبة عالية من H_2S، أكثر من 30٪ في بعض الآبار المنتجة الكندية، حيث يستخرج الكبريت من المنتج ويباع تجارياً.

إن محتوى النتروجين في النفط الخام نمطياً أقل من 0.1٪ من الوزن، لكن من الممكن أن يصل إلى 2٪. إن مركبات النتروجين في النفط الخام معقدة، وكثيراً ما تبقى غير محددة. يخفض النتروجين الغازي القيمة الحرارية وكذلك سعر مبيع غاز الهيدروكربون. يجب خلط الغاز الطبيعي الحاوي على كميات هامة من النتروجين مع غاز عالي القيمة الحرارية للحفاظ على نوعية منتج منتظمة.

توجد مركبات الأوكسجين في بعض النفوط الخام، وتتفكك أثناء التكرير لتشكّل أحماض نفثانيك (naphthenic). هذه، يمكن أن تكون مسببة لتآكل شديد.

ثاني أكسيد الكربون (carbon dioxide) (CO_2) ملوّث شائع جداً في موائع الهيدروكربون، خاصة في الغازات ومتكثف الغاز (gas condensate)، وهو مصدر مشاكل التآكل «الحلو» (sweet corrosion). ينحل CO_2 في الطور الغازي بأي ماء موجود لتشكّل حمض الكربون (carbonic acid) (H_2CO_3) وهو مسبّب شديد للتآكل. ينتج تفاعله مع الحديد كربونات الحديد (iron carbonate) ($FeCO_3$):

$$Fe + H_2CO_3 \rightarrow FeCO_3 + H_2$$

إن معدل تآكل الفولاذ بحمض الكربون أسرع منه بحمض كلور الماء! هنالك علاقات متاحة للتخمين بمعدل تآكل الفولاذ للضغوط الجزئية المختلفة لغاز ثاني أكسيد الكربون ولمختلف درجات الحرارة. تشكّل كربونات الحديد في درجات الحرارة العالية طبقة رقيقة بمقياس واقٍ على سطح الفولاذ، ولكنها

تزول في درجات الحرارة المنخفضة (كذلك يوجد مخطّط المعادلة (nomogram) متاح للتخمين بتأثير القشرة في معدل التآكل بالضغوط الجزئية المختلفة لغاز ثاني أكسيد الكربون ولمختلف درجات الحرارة).

غالباً ما يحدث التآكل بغاز ثاني أكسيد الكربون في نقاط حيث يوجد تدفق مضطرب، مثل في شبكة أنابيب الإنتاج (tubing) والأنابيب وصهاريج الفصل (separators). يمكن تخفيف المشكلة إذا وجد ماء قليل أو بغيابه. إن معدلات التآكل الأولية مستقلة عادة عن نوع الفولاذ الكربوني، ويتطلب استخدام سبيكة فولاذ وكروم أو فولاذ لا يصدأ مزدوج (سبيكة كروم ونيكل) لتخفيف معدل التآكل.

المركبات الأخرى التي يمكن أن توجد في النفط الخام هي المعادن مثل الفاناديوم والنيكل والنحاس والتوتياء والحديد، لكن لهذه عادة عواقب خفيفة. إذا وجد الفاناديوم فغالباً ما يقطر من عمليات تكسير خام تغذية المحفز (feedstock of catalytic cracking processes)، لأنه قد يفسد المحفز (catalysis).

قد تؤدي معالجة وحول المستحلب (emulsion) بمعالجة عضوية لتركز المعادن والمواد المشعة، لكنها تسبب مشاكل لاحقة للتخلص منها.

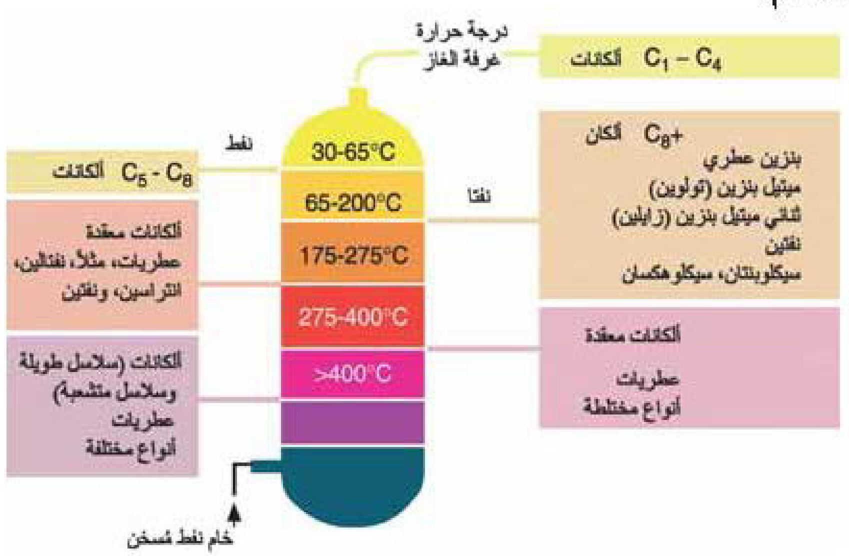
قد يحوي الغاز الطبيعي على هيليوم وهيدروجين وزئبق، مع أنه نادراً ما يكون الأخير ملوثاً ذا أهمية بكمياته الصغيرة.

6 ـ 2 ـ 1 ـ 6 تصنيف النفوط الخام للتكرير Classification of crude oils for refining

يوجد ما مجموعه 18 سلسلة هيدروكربون مختلفة، ومنها المكونات الأكثر شيوعاً في النفط الخام قد قدمت ـ الألكانات (alkanes)، السيكلوالكانات (cycloalkanes) والأرينات (arenes). تعتمد التصنيفات الأحدث للهيدروكربونات على تقسيم الهيدروكربون إلى ثلاث مجموعات رئيسية: الألكانات (alkanes)، النفثانات (naphthenes) والعطريات (aromatics)، إلى جانب المركبات العضوية الحاوية على الذرات غير الهيدروكربونية للكبريت، والنتروجين والأكسجين.

كدليل عام، يصنف النفط الخام عادة في زمر واسعة من البارافينيك، والنفتانيك (يعني بأن المتبقي عن التكرير هو إسفلت (asphalt) وليس شمعاً)، أو متوسطة. تعمل هذه الصفوف كدليل على القيمة التجارية لنواتج تكرير النفط الخام، وتتصدر النهايات الخفيفة (سلاسل الكربون الأقصر) القيم العلياً.

يشير الشكل (6 ـ 16) المرحلة الأولى للتقطير الجزئي (fractional distillation) للنفط الخام.



الشكل (6 ـ 16): التقطير الجزئي للنفط الخام.

6 ـ 2 ـ 2 أنواع موائع الخزّان Types of reservoir fluids

تصنّف موائع الخزّان بشكل عام باستخدام خواص سهلة القياس في الحقل، وتحديداً ثقالة النفط والغاز (Oil & Gas Gravity)، ونسبة الغاز إلى الزيت المنتج (Gas:Oil Ratio (GOR))، وهي النسبة الحجمية للغاز المنتج في شروط الحرارة والضغط القياسية (Standard Conditions of Temperature and Pressure (STP))، إلى النفط المنتج في شروط الحرارة والضغط القياسية. وتظهر الوحدات شائعة الاستخدام في الجدول التالي:

	حجوم الغاز	حجوم الزيت
وحدات حقل النفط	قدم مكعب قياسي (scf)	خزّان ستوك بالبرميل (stb)
وحدات مترية	متر مكعب قياسي (sm^3)	خزّان ستوك بالمتر المكعب (stm^3)

تعرّف عادة شروط الحرارة والضغط القياسية كـ 60 درجة فهرنهايت 298K و1 و1 ضغط جوي (14.7 psia أو 101.3kPa).

يعبّر عادة عن ثقالة النفط بدرجات (American Petroleum Institute

((API)، وهو قياس معرّف من قبل معهد النفط الأمريكي كالتالي:

$$API = (141.15/\gamma_0)-131.5$$

حيث γ_0 الثقالة النوعية للنفط (نسبة إلى الماء = 1، مقاسة في شروط الحرارة والضغط القياسية.

إن ثقالة الماء حسب معهد النفط الأمريكي هي 10 درجات. وثقالة نفط خام خفيف حسب معهد النفط الأمريكي هي 40 درجة، بينما ثقالة نفط خام ثقيل حسب معهد النفط الأمريكي أقل من 20 درجة. تقاس الثقالة حسب معهد النفط الأمريكي في الحقل مباشرة باستخدام مقياس كثافة الموائع مدرّج .(calibrated hydrometer)

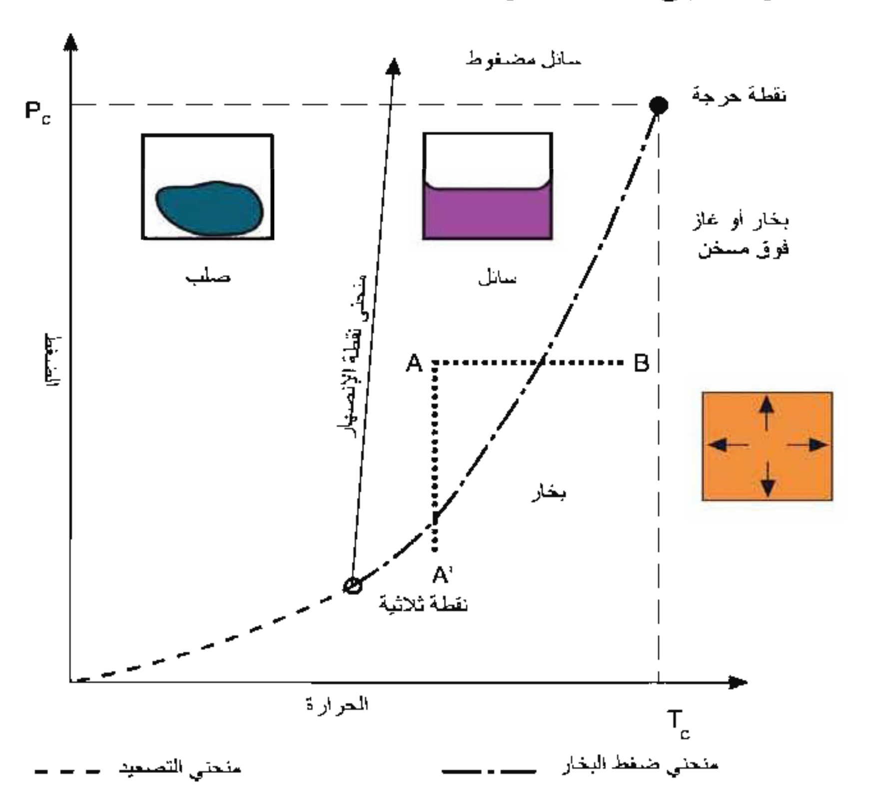
لا يوجد تعاريف لتصنيف موائع الخزّان، لكن يعطي الجدول التالي نسبة الغاز إلى النفط، درجات الـ API وثقالة الغاز والنفط للأنواع الخمسة الأولى. تشير التراكيب بأن الغاز الجاف يحتوي غالباً بارافينات مع جزء من مركبات سلسلة أطول تزداد كلما نقصت نسبة الغاز إلى الزيت وثقالة الموائع حسب معهد النفط الأمريكي.

النوع	غاز جاف	غاز رطب	متكثف الغاز	نفط طيار	نفط أسود
المظهر على السطح	غاز بلا لون	غاز بلا لون + بعض المائع الصافي	بلا لون + مائع متميز صافي/ خفيف	مائع بني بعضه أحمر/ أخضر اللون	مائع أسود لزج
نسبة الغاز إلى النفط الأولية (scf/stb)	لا يوجد مائع	< 15000	3000 ـ 15000	2500 ـ 3000	100 ـ 2500
درجات API	ـ	60 ـ 70	50 ـ 70	40 ـ 50	> 40
ثقالة الغاز النوعية (الهواء= 1)	0.60 ـ 0.65	0.65 ـ 0.85	0.65 ـ 0.85	0.65 ـ 0.85	.65 ـ 0.60
التركيب (mol%)					
C_1	96.3	88.7	72.7	66.7	52.6
C_2	3.0	6.0	10.0	9.0	5.0
C_3	0.4	3.0	6.0	6.0	3.5
C_4	0.17	1.3	2.5	3.3	1.8
C_5	0.04	0.6	1.8	2.0	0.8
C_6	0.02	0.2	2.0	2.0	0.9
C_{7+}	0.0	0.2	5.0	11.0	27.9

6 ـ 2 ـ 3 الخواص الفيزيائية لموائع النفط The physical properties of hydrocarbon fluids

6 ـ 2 ـ 3 ـ 1 السلوك الفيزيائي لطور الهيدروكربون General hydrocarbon phase behavior

التعريف الدقيق للطور هو «أي منطقة متجانسة ومميّزة فيزيائياً، أي مفصولة عن أخرى مماثلة بحد مميّز». مثلاً، كأس من الماء فيه بعض الثلج يحتوي مركبة واحدة (الماء) يظهر ثلاثة أطوار: مائع، صلب وغازي (بخار الماء). الأطوار الأكثر صلة بصناعة النفط هي الموائع (الماء والنفط)، والغازات (أو الأبخرة)، وإلى حد ما، المواد الصلبة.



الشكل (6 ـ 17): مخطّط طور الضغط ـ الحرارة.

قد تتغيّر الأطوار التي يوجد فيها الهيدروكربون وتركيب الأطوار، مع تغيّر شروط الضغط والحرارة. من الضروري فهم الحالة الأولية للموائع للتمكن من

حساب الحجوم السطحية الممثلة بالهيدروكربونات تحت السطحية. ومن الضروري أيضاً التمكن من التخمين بتغيّرات الطور مع تغيّر الحرارة والضغط في كل من الخزّان وعند مرور الموائع عبر المنشآت السطحية، بحيث يمكن وضع خطط التطوير تحت السطحية والسطحية المناسبة.

سلوك الطور (phase behaviour) يصف الطور أو الأطوار التي توجد فيها كتلة من المائع في شروط من الضغط والحجم (مقلوب الكثافة) والحرارة (PVT). أبسط طريقة لبدء فهم هذه العلاقة باعتبار مركبة واحدة، مثلاً الماء، والنظر إلى متغيّرين فقط، مثلاً الضغط والحرارة.

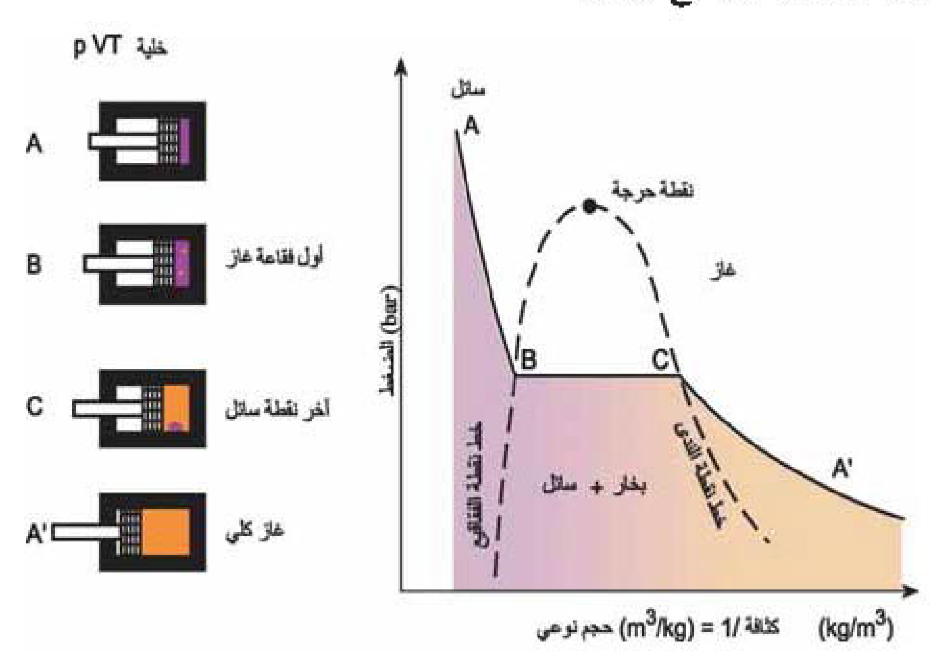
يظهر الشكل (6 ـ 17) حدود الطور بين المركبة في الحالة الصلبة، والمائعة والغازية. بداية من المائع (الماء) في نقطة A، مع ارتفاع الحرارة تقترب من درجة الغليان (boiling point)، حتى يتم الوصول إلى منحني نقطة الغليان، إلى النقطة التي يغلي عندها الماء ويتحول إلى بخار (غاز). بدءاً من حالة الطور الغازي في نقطة B، إذا خفضت الحرارة يتم الاقتراب من منحني نقطة الندى (dew point)، وعند الوصول إلى نقطة الندى، تتغيّر المركبة من الطور الغازي إلى الطور المائع. فمن أجل مركبة وحيدة، يتطابق منحني نقطة الغليان مع منحني نقطة الندى، ويعرف بمنحني ضغط البخار (vapour pressure curve). طبعاً، حد الطور بين طوري المائع والصلب هو منحني نقطة الذوبان.

في النقطة الثلاثية (triple point) يمكن أن تتواجد الأطوار الثلاثة، وهذه النقطة هي خاصة فريدة للمواد النقية. وفي النقطة الحرجة (critical point)، المحددة بدرجة الحرارة الحرجة (T_c) والضغط الحرج (P_c)، يصبح من المستحيل التمييز بين الطورين الغازي والمائع، للغاز المضغوط جداً نفس الكثافة والمظهر كما للمائع عالي الحرارة. يؤدي تأثير الضغط المتزايد والقوى الجاذبة بين الجزيئات، لتحريك الجزيئات معاً وزيادة الكثافة (كما عندما يصبح المائع غازاً). وفي النقطة الحرجة، لا يمكن تمييز الأطوار، وبعد النقطة الحرجة توجد حالة واحدة فقط، ويشار إليه عادة بالمائع فوق الحرج (supercritical fluid).

تفترض عادة في إنتاج هيدروكربون الخزّانات، عملية الاستنزاف متساوي الحرارة (isothermal depletion)، أي تخفيض ضغط المنظومة مع المحافظة على درجة حرارة ثابتة. لذا فالحركة الأكثر واقعية على مخطّط الضغط ـ الحرارة هي من نقطة A إلى نقطة Á.

باستخدام عنصر هيدروكربوني، الإيثان مثلاً، دعنا نستخدم معامل آخر، الحجم، ومخطط الضغط مع الحجم النوعي (specific volume) (الحجم بواحدة كتلة العنصر، مقلوب الكثافة). يمكن لوصف العملية إنجازها فيزيائياً بوضع عيّنة المائع في حجرة مغلقة (حجرة PVT)، ثم تخفيض ضغط العيّنة بسحب مكبس (piston) الحجرة وزيادة الحجم المشغول من العيّنة.

ابتداءً من الشرط A حيث الإيثان في الطور المائع، وبفرض حالة الاستنزاف متساوي الحرارة، وبينما ينخفض الضغط، يزداد الحجم النوعي بينما تتباعد الجزيئات. إن العلاقة بين الضغط والحجم محكومة بانضغاطية (compressibility) مائع الإيثان.



الشكل (6 ـ 18): تغير الضغط مع الحجم النوعي.

حال الوصول إلى نقطة التفقع (bubble point)، (في نقطة B) تنطلق أول فقاعة بخار إيثان. من النقطة B إلى النقطة C يتواجد المائع والغاز معاً في الحجرة، ويبقى الضغط ثابتاً، بينما يتحول المائع إلى الحالة الغازية. تظهر المنظومة انضغاطية لا نهائية حتى تبقى آخر نقطة من المائع في الحجرة (نقطة C)، وهي نقطة الندى. تحت ضغط نقطة الندى، يبقى الغاز في الحجرة فقط.

وبينما يتناقص الضغط تحت نقطة الندى، يتعيّن تزايد الحجم بانضغاطية الغاز. إن انضغاطية الغاز أكبر بكثير من انضغاطية المائع، لذا فإن التغيّر في الحجم لانخفاض معيّن في الضغط (التدرج في المنحني في مخطّط الضغط ـ الحجم) أخفض بكثير مما هو للمائع. وأخيراً تبلغ نقطة `A (الشكل 6 ـ 18).

إذا عكست التجربة الآن، ابتداءاً من نقطة `A وبزيادة الضغط، ستظهر أول نقطة مائع إيثان عند نقطة C، وهي نقطة الندى للغاز.

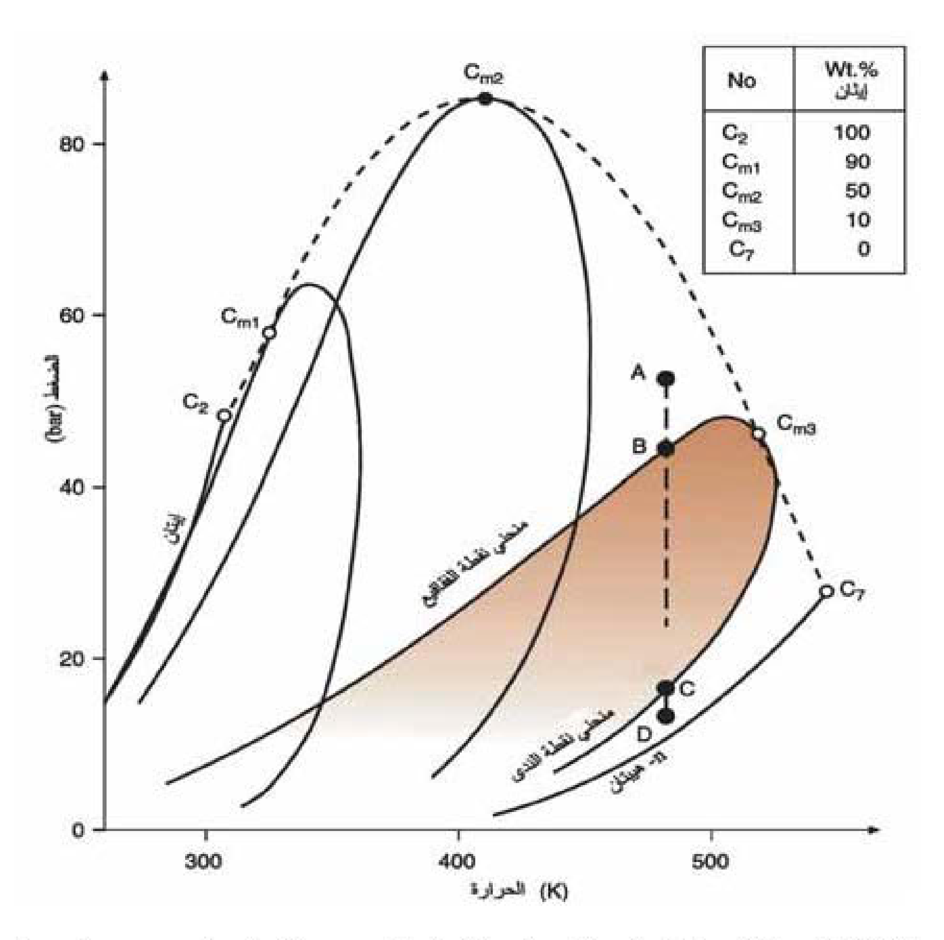
يمكن تكرار التجربة في عدد من درجات الحرارة والضغوط الابتدائية المختلفة لتحديد شكل غلاف الطورين (two-phase envelope) المحدد بمنحني نقطة التفقع ومنحني نقطة الندى. يلتقي هذان المنحنيان في النقطة الحرجة، حيث لا يمكن التمييز بين غاز مضغوط ومائع.

من المهم تذكر أهمية منحني نقطة التفقع، ومنحني نقطة الندى ومنطقة الطورين، التي يكون يوجد فيها الغاز والمائع في حالة توازن.

اعتبرنا حتى الآن حالة عنصر واحد فقط. ولكن موائع الخزّان تحتوي مزيجاً من مئات المركبات، التي تضيف إلى تعقيد سلوك الطور. والآن لنرى تأثير إضافة عنصر واحد للإيثان، لنقل ن ـ هيبتان (n-heptane) (C_7H_{16}). نناقش الآن مزيجاً مزدوجاً (عنصران)، وسنركز على مخطّط طور الضغط ـ الحرارة.

يظهر الشكل (6 ـ 19) أن لكلّ عنصر منحني ضغط البخار والنقطة الحرجة الخاصة به، عند أخذ كل عنصر بمفرده. ينزاح منحني ضغط بخار ن ـ هيبتان نحو الأسفل وإلى يمين المخطّط، مشيراً إلى أنه يتطلب درجات حرارة أعلى وضغطاً أخفض لنقل الـ ن ـ هيبتان من الطور المائع إلى الطور الغازي. هذا صحيح عموماً، من أجل عناصر هيدروكربونية أطول سلسلة.

عند مزج العنصرين مع بعضهما البعض (لنقل 10٪ إيثان، 90٪ ن ـ هيبتان)، عندها لا يتطابق منحني نقطة التفقع مع منحني نقطة الندى، ويظهر غلاف الطورين. يوجد ضمن المنطقة ثنائية الطور هذه، مزيج من المائع والغاز، حيث يوجد كل من العنصرين في كل طور بنسب تُملى من القيم الدقيقة للحرارة والضغط، أي أن تركيب أطوار المائع والغاز ضمن غلاف الطورين ليس ثابتاً. للمزيج نقطته الحرجة الخاصة C_{m3}.



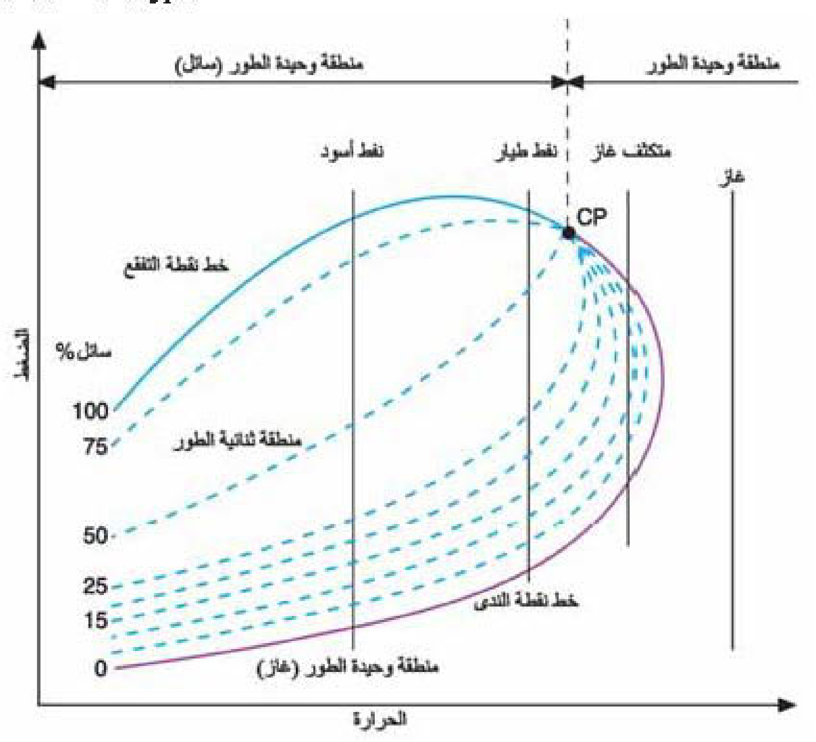
الشكل (6 ـ 19): مخطّط طور الضغط ـ الحرارة لمزيج من الإيثان والـ ن ـ هبتان (n- heptane).

باستخدام هذا المزيج كمثال، وبالبدء من الضغط A وتخفيض الضغط بحرارة ثابتة إلى نقطة D على المخطّط. يوجد المزيج في نقطة A في الطور المائع كلياً. عند هبوط الضغط إلى نقطةB، تنطلق أول فقاعة من الغاز، وستكون هذه فقاعة من العنصر الأخف، الإيثان. مع استمرار الضغط بالهبوط سيحتوي الطور الغازي على مزيد من العنصر الأثقل، لذلك يتناقص حجم المائع. في نقطة C تكون آخر نقطة مائع مكوّنة من العنصر الأثقل، التي بدورها ستتبخر عند تجاوز نقطة الندى، وهكذا يكون المزيج في الطور الغازي كلياً تحت نقطة الندى. يكون المزيج ثابتاً خارج غلاف الطورين، لكنه يتغيّر مع تغيّر الضغط داخل غلاف الطورين.

بالعودة إلى الصورة الشاملة، يمكن رؤية أن جزء الإيثان في المزيج يتغيّر، ويتغيّر مكان المنطقة ثنائية الطور والنقطة الحرجة، بالانتقال إلى اليسار مع زيادة جزء العنصر الأخف (الإيثان).

استخدم مثال المزيج المزدوج للبرهنة على ازدياد تعقيد مخطّط الطور مع إدخال عنصر آخر في المنظومة. تحتوي موائع الخزّان النمطية على مئات المركبات، مما يجعل القياس المخبري أو التخمين الرياضي لسلوك الطور أكثر تعقيداً. مع ذلك، ستكون المبادئ التي أنجزت أعلاه، مفيدة في فهم الفوارق في سلوك الطور للأنواع الرئيسية المميّزة من الهيدروكربون.

6 ـ 2 ـ 3 ـ 2 سلوك الطور لأنواع مائع الخزّان Phase behavior of reservoir fluid types



الشكل (6 ـ 20): أغلفة طور الضغط ـ الحرارة للأنواع الرئيسية للهيدروكربون ـ يُظهر الشروط الأولية بالنسبة إلى غلاف الطور فقط.

يساعد الشكل (6 ـ 20) على توضيح كيف تستخدم مخطّطات الطور

للأنواع الرئيسية لمائع الخزّان في توقع سلوك المائع خلال الإنتاج، وكيف يؤثر ذلك في التخطيط لتطوير الحقل. يجب ملاحظة أنه لا يوجد قيم على المحاور، لأن المقياس سيتغيّر مع كل نوع من المائع. يظهر الشكل (6 ـ 20) الأمكنة النسبية لأغلفة الطور لكلّ نوع من المائع.

تظهر الخطوط الأربعة على المخطّط المحل الهندسي للاستنزاف متساوي الحرارة للأنواع الأربعة الرئيسية للهيدروكربون: الغاز (يشمل الغاز الجاف (dry gas) والغاز الرطب (wet gas))، ومتكثف الغاز، والنفط الطيار (volatile oil) والنفط الأسود (black oil). تختلف نقطة البدء، أو الشروط الأولية للحرارة والضغط، بالنسبة إلى غلاف الطورين لكلّ نوع من المائع.

6 ـ 2 ـ 3 ـ 3 **الغاز الجاف** Dry gas

يقع الشرط الأولي للغاز الجاف خارج غلاف الطورين، وإلى يمين النقطة الحرجة، مؤكداً بأن المائع وجد في البداية كغاز وحيد الطور. يهبط الضغط مع استمرار إنتاج الخزّان، بشروط تساوي الحرارة، كما يشير الخط الشاقولي. نظراً إلى أن الحرارة الأولية أعلى من الحرارة العظمى لغلاف الطورين (الحرارة العظمى لنقطة الندى (cricondotherm) ـ نمطياً أقل من الصفر المئوي للغاز الجاف) لا تهبط شروط الحرارة والضغط أبداً ضمن منطقة الطورين، مشيرة إلى أن تركيب المائع وطوره يبقى ثابتاً في الخزّان.

إضافة إلى ذلك، درجة الحرارة والضغط لصهريج الفصل في المنشآت السطحية تقع نمطياً خارج غلاف الطورين، لذلك لا تتشكّل أية موائع أثناء الفصل. هذا يجعل التخمين عن الموائع المنتجة خلال التطوير سهلاً جداً، ويمكن الموافقة على عقود مبيعات الغاز مع الثقة بأن تركيب الغاز سيبقى ثابتاً خلال حياة الخزّان، في حال الغاز الجاف.

6 ـ 2 ـ 3 ـ 4 **الغاز الرطب** Wet gas

مقارنة بالغاز الجاف، يحتوي الغاز الرطب على جزء أكبر من عناصر C_2-C_6، ولذلك يتحرك غلاف الطور نحو الأسفل واليمين. بينما تبقى شروط الخزّان خارج غلاف الطورين، بحيث يبقى مائع الخزّان ثابتاً مع المحافظة على الطور الغازي، وشروط الفصل ضمن غلاف الطورين. عند تجاوز نقطة الندى تتكثف المركبات الأثقل كموائع في صهريج الفصل. تعتمد النسبة الحجمية

المئوية من الموائع المتكثفة على شروط صهريج الفصل وعلى تباعد خطوط تساوي الحجم (iso-vol) للمزيج (الخطوط الثابتة للنسبة المئوية للمائع الظاهرة في الشكل 6 ـ 20). هذه المركبات الأثقل ثمينة مثل النهايات الخفيفة لمجال تكسير النفط، وتباع بسعر عالٍ. إن استرداد هذه الموائع جدير بالاعتبار عادة، وإبقاء بيع الغاز كغاز جاف (غالباً ميثان CH_4). لاحظ بأن تعبير الغاز الرطب لا يشير إلى احتواء الماء، ولكن إلى أن تركيب الغاز يحتوي هيدروكربون ثقيلاً أكثر من الغاز الجاف.

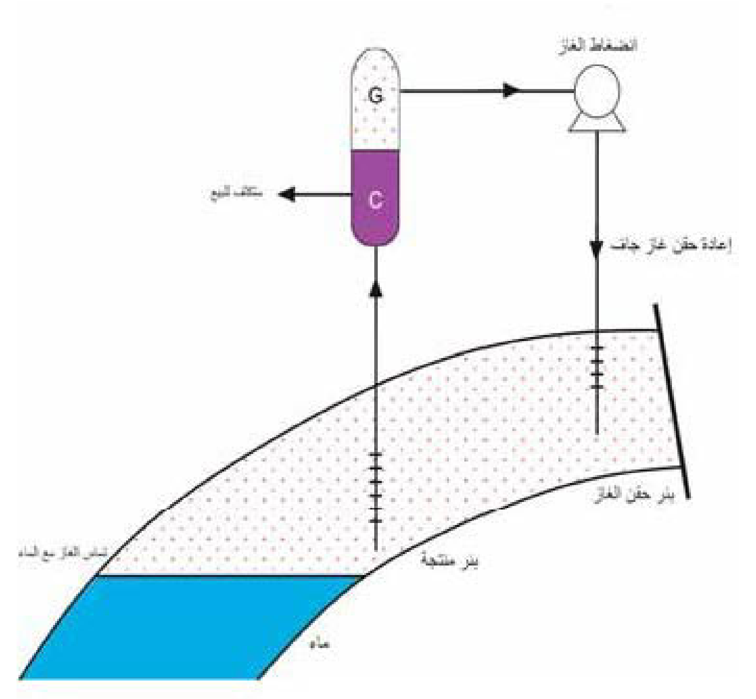
6 ـ 2 ـ 3 ـ 5 **متكثف الغاز** Gas condensate

تقع درجة الحرارة الأولية لمتكثف الغاز بين النقطة الحرجة والحرارة العظمى لنقطة الندى. لذلك يوجد المائع في الشروط الأولية في الخزّان كغاز، لكن مع استنزاف الضغط يبلغ منحني نقطة الندى، التي عندها تتكثف الموائع في الخزّان. كما يمكن رؤيته في الشكل (6 ـ 20)، النسبة الحجمية المئوية منخفضة، ونمطياً غير كافية لإشباع المائع في الفراغ المسامي للوصول إلى الإشباع الحرج الذي يصبح بعده طور المائع متقلباً. لذلك تبقى هذه الموائع محصورة في الخزّان كطور ثابت. نظراً إلى أن هذه الموائع نواتج ثمينة، لذلك هنالك حافز لتجنب هذا التكثف في الخزّان، وذلك بالحفاظ على ضغط الخزّان أعلى من نقطة الندى. هذا هو السبب للتفكير بإعادة تدوير الغاز (recycling of gas) في هذه الأنواع من الخزّانات. (الشكل 6 ـ 21).

ينتج الغاز لصهاريج الفصل السطحية التي تُستخدم لاستخراج النهايات الثقيلة من المزيج (نمطياً مركبات C_{5+}). بعدئذ يضغط الغاز ويعاد حقنه في الخزّان للحفاظ على الضغط أعلى من نقطة الندى. بينما تتقدم عملية تدوير الغاز، يصبح تركيب الخزّان هزيلاً (lean) (فيه مركبات ثقيلة أقل)، حتى يصبح في النهاية غير اقتصادي لضغط الغاز الجاف، في تلك النقطة «يهبط» ضغط الخزّان كما لخزّان غاز رطب. إن منحني البيع لمشروع إعادة تدوير يتألف من بيع مبكر للموائع المتكثفة وبيع مؤخر للغاز. الطريقة البديلة لإبقاء الخزّان فوق نقطة الندى، لكن بتجنب تأخير بيع الغاز هي حقن الماء، لكن هذا نادر ما يُفعّل لأن الغاز المحجوز خلف تماس غاز ـ ماء متقدم يمثل خسارة مهمة.

يظهر الشكل (6 ـ 20) بأنه مع هبوط الضغط تحت نقطة الندى، يزداد

مبدئياً حجم المائع في مزيج الطورين. هذا يناقض الملاحظة الشائعة بأن جزء الموائع في مزيج طيار يتناقص مع هبوط الضغط (التبخر)، ويفسر لماذا يشار إلى الموائع أحياناً بمتكثفات غاز متراجع (retrograde gas condensates).



الشكل (6 ـ 21): عملية تدوير غاز.

6 ـ 2 ـ 3 ـ 6 النفط الطيار والنفط الأسود Volatile oil and black oil

تكون درجة حرارة الخزّان، لكلٍّ من النفط الطيار والنفط الأسود، تحت النقطة الحرجة، لذلك يكون المائع مائعاً في الخزّان. مع هبوط الضغط، تبلغ نقطة التفقع أخيراً وتطلق أول فقاعة من الغاز من المائع. سيكون تركيب هذا الغاز من المركبات الطيارة للمزيج. سيحرر كلاً من النفوط الطيارة والنفوط السود غازاً في صهاريج الفصل التي شروط الحرارة والضغط فيها واقعة عميقاً داخل غلاف الطورين.

يحتوي النفط الطيار جزءاً كبيراً نسبياً من المركبات الخفيفة والمتوسطة التي تتطاير بسهولة. ومع هبوط صغير للضغط تحت نقطة التفقع، تهبط سريعاً

الكمية النسبية من المائع إلى الغاز في مزيج الطورين، كما يظهر في مخطّط الطور (الشكل 6 ـ 20) بتباعد خطوط تساوي الحجم. ينطلق الغاز في الخزّان، في ضغوط الخزّان الواقعة تحت نقطة التفقع، ويعرف بغاز محلول (solution gas)، لأن هذا الغاز كان محتوياً في المحلول فوق نقطة التفقع. سيتدفق جزء من هذا الغاز المتحرر نحو آبار الإنتاج، بينما سيبقى جزء في الخزّان ويهاجر نحو قمة التشكّل ليشكل قبعة غازية ثانوية (secondary gas cap).

النفوط السود صنف شائع من موائع الخزّان، وشبيهة بالنفوط الطيارة بسلوكها، ما عدا أنها تحتوي جزءاً أصغر من المركبات الطيارة، ولذلك تحتاج إلى هبوط ضغط أكبر تحت نقطة التفقع قبل أن تنطلق حجوم مهمة من الغاز من المحلول. ينعكس هذا بمكان خطوط تساوي الحجم في مخطّط الطور، حيث تتجمع خطوط انخفاض النسبة المئوية للمائع حول منحني نقطة التفقع.

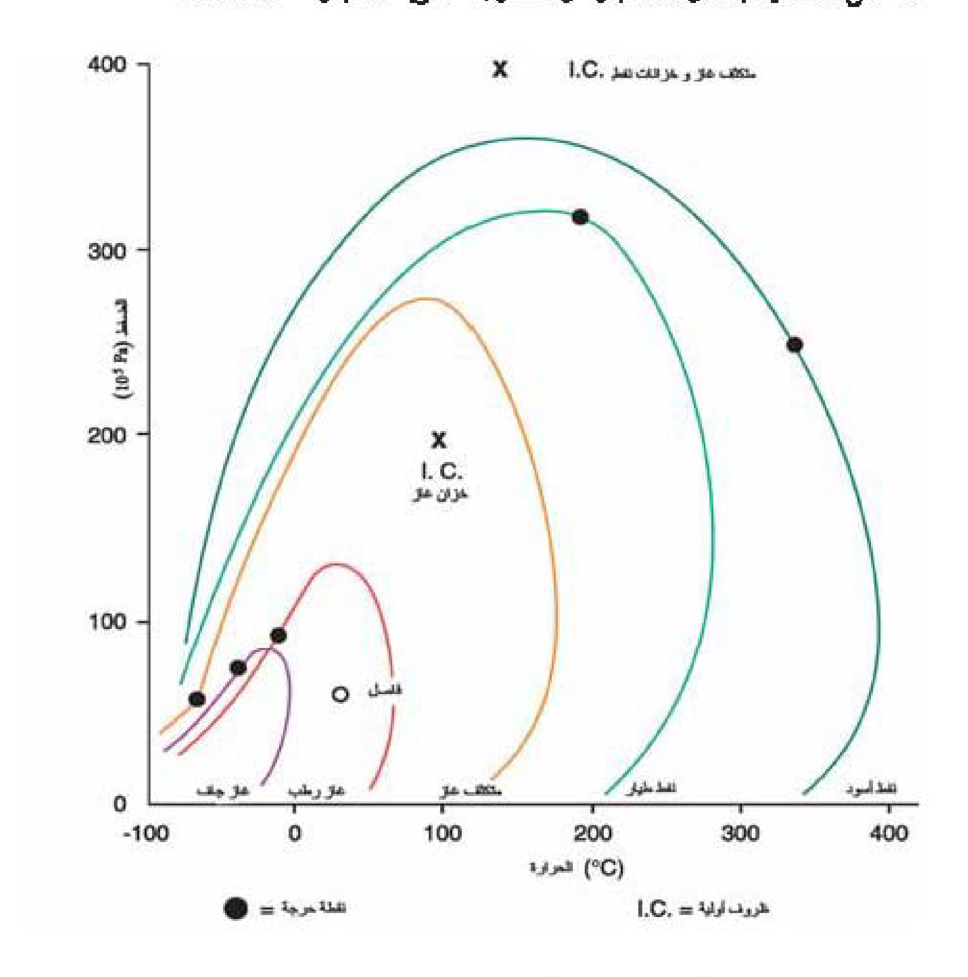
تعرف النفوط السود بالنفوط عالية الانكماش (high shrinkage oils) لأنها تحرر كميات كبيرة نسبياً من الغاز إما في الخزّان أو في صهاريج الفصل، تاركة كميات أصغر نسبياً من النفط الثابت مقارنة بالنفوط السود (كذلك تعرف بالنفوط منخفضة الانكماش (low shrinkage oils)).

عندما يكون ضغط نفط طيار أو نفط أسود أعلى من نقطة التفقع، نشير إلى النفط بأنه تحت مشبع (undersaturated oil). عندما يكون الضغط في نقطة التفقع نشير إليه بأنه نفط مشبع (saturated oil)، لأنه إذا أضيف المزيد من النفط للمنظومة فلن ينحل في النفط. لذلك تكون نقطة التفقع هي الضغط المشبع لمائع الخزّان. إن خزّان النفط الموجود في الشروط الابتدائية من قبعة غازية، يجب أن يكون بالتعريف في ضغط نقطة التفقع على الحد الفاصل بين الغاز والنفط، تماس الغاز مع النفط (Gas-Oil Contact (GOC)). يدعى الغاز الموجود في القبعة الغازية الأولية بالغاز الحر (free gas)، بينما يدعى الغاز المحلول في النفط منحل (dissolved)أو غاز محلول.

6 ـ 2 ـ 3 ـ 7 مقارنة أغلفة الطور لأنواع مختلفة من الهيدروكربون
Comparison of the phase envelopes for different hydrocarbon types

يظهر الشكل (6 ـ 22) أغلفة الطور للأنواع المختلفة من الهيدروكربون التي نوقشت سابقاً، باستخدام نفس مقياس المحاور. كلما ارتفع جزء المركبات

الثقيلة في المزيج، يتحرك نحو اليمين غلاف الطورين. تكون شروط صهريج الفصل النمطية بحدود 50 باراً و15 درجة مئوية (1 بار = 105 Pa).



الشكل (6 ـ 22): الأماكن النسبية لأغلفة الطور.

6 ـ 2 ـ 4 خصائص غازات الهيدروكربون Properties of hydrocarbon gases

إن خصائص غازات الهيدروكربون بسيطة نسبياً، لأنه يمكن ربط معاملات الضغط والحجم والحرارة بمعادلة واحدة. الأساس لهذه المعادلة هو تكييف لمزيج من القوانين الكلاسيكية وهي بويل (Boyle) تشارلز (Charles) وأفوغادرو (Avogadro).

في معادلة الحالة لغاز مثالي، أي غاز حجم جزيئاته غير مهم، وتهمل فيه

قوى التنافر والتجاذب بين الجزيئات، وتحتفظ جزيئاته بطاقتها عندما تصطدم ببعضها البعض.

$PV = nRT$ قانون الغاز المثالي

	وحدات الحقل	وحدات الجملة الدولية SI
P = الضغط المطلق	Psia	Bara
V = الحجم	ft^3	m^3
n = عدد مولات الغاز	-	-
T = الحرارة المطلقة	Rankine°	Rankine°
R = ثابت الغاز العالمي	10.73 psia ft^3	8314.3 kJ/kmol K

المعادلة السابقة صحيحة حيث تتحقق الافتراضات. مع ذلك، لا تتحقق الافتراضات في درجات حرارة الخزّان النمطي وضغطه، وينحرف سلوك غازات الخزّان الهيدروكربوني عن قانون الغاز المثالي. من الملائم عملياً، تمثيل سلوك هذه الغازات الحقيقية، بإدخال عامل يعرف بـ عامل انحراف الغاز (gas deviation factor) (يدعى كذلك عامل الانضغاطية بلا أبعاد أو عامل z) في معادلة الغاز المثالي.

$PV = znRT$ قانون الغاز الحقيقي

يجب أن يعيّن العامل z تجريبياً (مثلاً، بالتجربة)، لكن هذا تم للعديد من الغازات الهيدروكربونية، وتوجد جداول للتحديد التقريبي لقيم العامل z في شروط مختلفة من الضغط والحرارة (Standing, M. B. and Katz, D. L. (1942), *Density of Natural Gases*. Trans. AIME).

6 ـ 2 ـ 4 ـ 1 العلاقة بين حجوم الغاز تحت السطح وعلى السطح

Relationship between subsurface and surface gas volumes

إن أهم استخدام لقانون الغاز الحقيقي هو حساب الحجم الذي ستشغله كمية من الغاز تحت السطحي في الشروط السطحية، لأنه عند التفاوض على عقود بيع الغاز وبيعه لاحقاً يشار إليه بالحجوم في شروط الحرارة (T_{sc}) والضغط (V_{sc}).

تتطلب العلاقة عامل تمدد الغاز (E) (gas expansion factor)، ويحدد من أجل كمية محددة (الكتلة أو عدد المولات) من الغاز (E).

E = حجم الغاز في الشروط القياسية/ حجم الغاز في شروط الخزّان أي (scf/rcf) أو (sm^3/m^3)

يمكن باستخدام قانون الغاز الحقيقي، ومعرفة أنه في الشروط القياسية تكون $z = 1.0$، إظهار أنه من أجل ضغط الخزّان (P) ودرجة حرارته (T)، تكون:

$$E = \frac{1}{\mathrm{x}} \frac{T_{sc}}{T} \frac{P}{P_{sc}} \qquad \text{(vol/vol)}$$

إن المعادلة السابقة محققة طالما لا يوجد تغيّر في تركيب الغاز بين تحت السطح وعلى السطح. إن قيمة E، نمطياً، من مرتبة 200، وبكلمات أخرى يتمدد الغاز بعامل مقداره بحدود 200 من شروط تحت السطح إلى السطح. تعتمد القيمة الحقيقية على تركيب الغاز ودرجة حرارة الغاز وضغطه. تعرّف شروط الضغط والحرارة القياسية بـ 60 درجة فهرنهايت (298 درجة كلفن) و1 ضغط جوي (14.7 psia أو 101.3 kPa)، لكن يمكن أن تختلف من موقع إلى موقع، وبين عقود بيع الغاز.

من المعتاد استخدام عامل تمدد الغاز (E)، في هندسة الخزّانات. مع ذلك غالباً ما يكون من المناسب الإشارة، في هندسة الخزّانات، إلى عامل حجم التشكّل B_g (formation volume factor)، الذي هو مقلوب E ويعبّر عنه بالوحدات بالوحدات rb/scf (باستخدام الوحدات الحقلية):

$$B_g\,(\mathrm{rb/scf}) = \frac{1}{5.615\mathrm{E}}$$

سيتوضح سبب هذا في الفصل التاسع.

6 ـ 2 ـ 4 ـ 2 كثافة النفط ولزوجته Gas density and viscosity

الكثافة هي الخاصية الأكثر قياساً، ويتم الحصول عليها تجريبياً بقياس الجاذبية النوعية للغاز (كثافة الغاز بالنسبة إلى الهواء=1). تزداد الكثافة بازدياد الضغط، لكن العلاقة ليست خطية، نظراً إلى أن انضغاطية الغاز المجردة (dimensionless) (العامل Z) تتغيّر مع الضغط. يمكن حساب كثافة الغاز (ρ_g) تحت أي ضغط وحرارة باستخدام معادلة الغاز الحقيقي:

$$\rho_g = \frac{\mathrm{MP}}{\mathrm{zRT}}$$

حيث M الوزن الجزيئي للغاز (lb/mol أو kg/kmol).

تفيد معرفة كثافة الغاز في شروط الخزّان في حساب تدرج ضغط الغاز عند إنشاء علاقات الضغط ـ العمق (انظر الفقرة 6 ـ 2 ـ 8).

من الضروري عند الأخذ بالاعتبار تدفق المائع في الخزّان تقدير لزوجة المائع (viscosity)، لأن اللزوجة تمثل قوة المقاومة الداخلية للتدفق عند هبوط الضغط (pressure drop) عبر المائع. خلافاً للموائع، تزداد اللزوجة عند ارتفاع حرارة غاز وضغطه بسبب تقارب الجزيئات وتصادمها الأكثر تكراراً.

تقاس اللزوجة بالبواز (pois). تساوي لزوجة المائع 1 بواز، عند تطبيق قوة مقدارها 1 دينة dyn على سطح مقداره 1 سم^3 وتحافظ على سرعة مقدارها 1سم/ 1سم/ ثانية لمسافة 1 سم. يستخدم عادة، ولأسباب عملية السنتيبواز (cP). المجال النمطي للزوجة الغاز في الخزّان هي 0.01-0.05 cP. للمقارنة، إن لزوجة الماء النمطية هي 0.5-1.0 cP. تقتضي لزوجة أخفض سرعة أكبر من أجل هبوط ضغط معيّن، وهذا يعني أن الغاز يتحرك في الخزّان بسرعة أكبر من النفط والماء، ويقال إن له حركية (mobility) عالية. سيناقش هذا بتفصيل أكبر في الفصل التاسع.

إن قياس لزوجة الغاز في ضغط الخزّان وحرارته، إجراء معقد وغالباً ما تستخدم العلاقات كتقريب.

6 ـ 2 ـ 4 ـ 3 الخصائص السطحية لغازات الهيدروكربون Surface properties of hydrocarbon gases

قرينة ووب (Wobbe index). قرينة ووب (WI) هي قياس لنوعية الغاز وتعرف كما يلي:

WI= القيمة الحرورية الكلّية للغاز/ (الجاذبية النوعية للغاز)$^{0.5}$ أو كثافة الطاقة/ (الكثافة النسبية للغاز)$^{0.5}$

تقاس قرينة ووب بـ MJ/m^3 أو Btu/ft^3 ولها أفضلية على القيمة الحرورية للغاز (calorific value) (قيمة التسخين بواحدة الوزن، مثلاً Btu/lb)، التي تتغيّر مع كثافة الغاز. تحدد قرينة ووب عادة في عقود الغاز كضمان لجودة المنتج. يريد الزبون عادة منتجاً تقع فيه قرينة ووب في مجال ضيق، نظراً إلى أن الحراق (burner)

يحتاج إلى تعديل نسبة الوقود: الهواء (fuel:air) المتغيّرة فيما لو كانت نوعية الوقود متغيّرة كثيراً. قد تسبب الزيادة المفاجئة بشدة تسخين الملقم إلى خروج اللهب.

6 ـ 2 ـ 4 ـ 4 تشكّل الهيدرات Hydrate formation

يمكن في بعض شروط الحرارة والضغط وبوجود الماء، تشكّل الهيدرات (hydrate) التي هي مادة صلبة تتشكّل من اتحاد جزيئات الماء مع الميثان، الإيثان، بروبان، أو البوتان. تبدو الهيدرات كثلج متراص، ويمكن أن يشكل انسدادات في الأنابيب وبعض الأوعية. يستخدم مهندس المعالجة تقنيات الترابط المتبادل ومحاكاة المعالجة للتخمين باحتمال تشكّل الهيدرات، ومنع تشكّلها إما بتجفيف الغاز أو بإضافة مواد كيميائية (مثل غليكول ثلاثي الإيتيلين-Tri-Ethylene Glycol (TEG)) أو خليط من كلاهما. سيناقش هذا بالتفصيل في الفقرة (11 ـ 1)، الفصل (الحادي عشر).

6 ـ 2 ـ 5 خصائص النفوط Properties of oils

سيناقش في هذا الفصل أولاً خصائص النفوط في الخزّان (الانضغاطية، اللزوجة والكثافة)، وثانياً العلاقة بين حجم النفط تحت السطحي والسطحي خلال عملية الإنتاج (العامل الحجمي للتشكّل ونسبة الغاز إلى النفط).

6 ـ 2 ـ 5 ـ 1 انضغاطية النفط Compressibility of oil

يمكن افتراض أن استنزاف الضغط في الخزّان متساوي الحرارة، بحيث يمكن تعريف الانضغاطية متساوية الحرارة بأنها التغيّر الجزئي بالحجم بواحدة التغيّر في الحجم، أو

$$c = -\frac{1}{V}\frac{\mathrm{d}V}{\mathrm{d}P} \quad (psi^{-1}) \quad or \quad (bar^{-1})$$

إن قيمة انضغاطية النفط هي تابع لكمية الغاز المنحل، لكنها من مرتبة $10x10^{-6}$ psi^{-1}. بالمقارنة، تساوي الانضغاطية النمطية للماء والغاز $4x10^{-6}$ psi^{-1} و$500x10^{-6}$ psi^{-1} على التوالي. تعتبر انضغاطية النفط، فوق نقطة التفقع في خزّان نفطي، المحدد الرئيسي لكيفية هبوط الضغط لتغيّر محدد في الحجم (ناتج من سحب المائع أثناء الإنتاج).

الخزّانات التي تحتوي نفطاً منخفضاً الانضغاطية، فيها كميات صغيرة من

الغاز المنحل، ستعاني هبوطاً كبيراً في الضغط بعد إنتاج محدود فقط. إذا كان تمدد النفط هو الطريقة الوحيدة لتعزيز ضغط الخزّان، عندئذ سيتم الوصول إلى شروط الهجر (عندما لا يكفي ضغط الخزّان لإنتاج كميات اقتصادية من النفط إلى السطح) بعد إنتاج ربما أقل من 5٪ من النفط الأولي الموجود في المكان. يمكن قراءة انضغاطية النفط من علاقات الترابط.

6 ـ 2 ـ 5 ـ 2 لزوجة النفط Oil viscosity

تعتبر لزوجة النفط معاملاً مهماً مطلوباً للتوقع بتدفق النفط، في كلٍ من تحت السطح وفي المنشآت السطحية، نظراً إلى أن اللزوجة محددة للسرعة التي سيتدفق فيها المائع تحت هبوط ضغط معيّن. إن لزوجة النفط أعلى بكثير من لزوجة الغاز (نمطياً 0.2-50 cP مقارنة مع 0.01-0.05 cP تحت شروط الخزّان).

خلافاً للغازات، تنخفض لزوجة المائع عند ارتفاع الحرارة، بينما تتباعد الجزيئات ويتناقص احتكاكها الداخلي. مثل الغازات، تزداد لزوجة النفط عند زيادة الضغط على الأقل فوق نقطة التفقع. تزداد لزوجة النفط، تحت نقطة التفقع، عند انطلاق غاز المحلول، لأن مركبات النفط الأخف (مما يخفض لزوجة النفط) هي تلك التي تتحول إلى الطور الغازي.

ينطبق نفس تعريف اللزوجة على النفط مثل الغاز، لكن أحياناً يقتبس تعبير اللزوجة التحريكية (kinematic viscosity). وهي اللزوجة مقسومة على الكثافة (u=/ñ)، وترسم خطاً مستقيماً بعلاقتها مع الحرارة.

6 ـ 2 ـ 5 ـ 3 كثافة النفط Oil density

تعطى كثافة النفط بشروط السطح عادة بـ API، كما نوقشت في الفقرة (6 ـ 2 ـ 2). وتذكيراً

$$\text{API} = \frac{141.5}{\gamma_0} - 131.5$$

حيث γ_o الجاذبية النوعية للنفط (بالنسبة إلى الماء = 1، مقاسة بشروط الحرارة والضغط القياسية).

تقاس كثافة النفط بسهولة على السطح بوضع عيّنة في دورق أسطواني وباستخدام مقياس كثافة الموائع مُدَرج. ستتأثر جاذبية API للنفط الخام بالحرارة، لأن التمدد الحراري للموائع الهيدروكربونية كبير، وخاصة بالنسبة إلى

النفوط الأكثر قابلية للتطاير. لذلك من المهم تسجيل درجة الحرارة التي تم القياس فيها (نمطياً هي حرارة بدء التطاير، أو درجة حرارة خزّان الخام). عند قياس جاذبية الخام يجب أن تستخدم الشروط القياسية.

يمكن حساب كثافة النفط في البئر (في شروط الخزّان) من الكثافة السطحية باستخدام المعادلة التالية:

$$\rho_{orc} B_o = \rho_o + R_s \rho_g$$

حيث ρ_{orc} هي كثافة النفط في شروط الخزّان (kg/m^3)، B_o العامل الحجمي لتشكّل النفط (rm^3/stm^3)، ρ_o كثافة النفط في الشروط القياسية (kg/m^3)، R_s نسبة الغاز إلى النفط في المحلول (sm^3/stm^3) وρg كثافة الغاز في الشروط القياسية (kg/m^3).

إن حساب كثافة النفط في شروط الخزّان مفيدة في حساب تدرج النفط وإنشاء علاقة الضغط ـ العمق في الخزّان (انظر فقرة رقم 6 ـ 2 ـ 8).

تُدخل المعادلة السابقة خاصيتين جديدتين للنفط، العامل الحجمي لتشكّل النفط ونسبة الغاز إلى النفط في المحلول، التي ستوضح الآن.

6 ـ 2 ـ 5 ـ 4 العامل الحجمي لتشكّل النفط ونسبة الغاز إلى النفط في المحلول Oil formation volume factor and solution gas: oil ratio

بفرض أن ضغط الخزّان الأولي أعلى من نقطة التفقع (نفط خزّان تحت مشبع)، يوجد طور وحيد في الخزّان. يحسب حجم النفط (rm^3 or rb) في شروط حرارة الخزّان وضغطه من تقنيات رسم الخرائط المعطى في الفقرة (6 ـ 4).

بينما يهبط ضغط الخزّان من ضغط الخزّان الأولي نحو ضغط نقطة التفقع (P_b)، يتمدد النفط قليلاً بناء على انضغاطيته. من ناحية ثانية، حالما يهبط ضغط النفط تحت نقطة التفقع يتحرر الغاز من النفط، ويشغل ما تبقى من النفط حجماً أصغر. يدعى الغاز المنحل في النفط غاز المحلول، وتدعى نسبة حجم الغاز المنحل بحجم من النفط «نسبة الغاز إلى النفط المنحل» (R_s مقاسة بـ scf/stb من sm^3/stm^3). تكون R_s ثابتة فوق نقطة التفقع، وتعرف بـ «نسبة الغاز إلى النفط المنحل الأولية (R_{si})»، لكن بينما يهبط الضغط تحت نقطة التفقع ويتحرر غاز المحلول، تتناقص R_s. يساوي حجم الغاز المتحرر (R_{si}-R_s)scf/stb.

عندما يتحرر الغاز يتقلص النفط. توجد علاقة هامة بين حجم النفط بشروط ضغط وحرارة معيّنة وحجم النفط بشروط خزّان الخام. هذا هو عامل حجم نفط الخزّان (oil formation volume factor) (B_o مقاس بـ rb/stb أو rm^3/stm^3).

يستعمل عامل حجم نفط الخزّان في شروط الخزّان الأولية (B_{oi}، rb/stb) لتحويل الحجوم المحسوبة من الخرائط (mapping) وتمارين الحسابات الحجمية (volumetrics) إلى شروط خزّان الخام. تعتمد قيمة B_{oi} على نوعية المائع وشروط الخزّان الأولية، لكن قد تتغيّر من 1.1 rb/stb للنفط الأسود ذي النسبة المنخفضة من الغاز إلى النفط إلى 2.0 rb/stb لنفط طيار. عندما توصف حجوم، يعطى الحجم ببراميل من خزّان الخام أو بأمتار مكعبة من خزّان الخام، لأن تلك هي الشروط التي يباع بها النفط. إن إعطاء حجوم الهيدروكربون في شروط الخزّان له أهمية تجارية ضئيلة.

يظهر الشكل (6 ـ 23) التغيّر بحجم النفط مع انخفاض الضغط من الضغط الأولي، وكمية الغاز المنحل والباقي في النفط وحجم الغاز المتحرر.

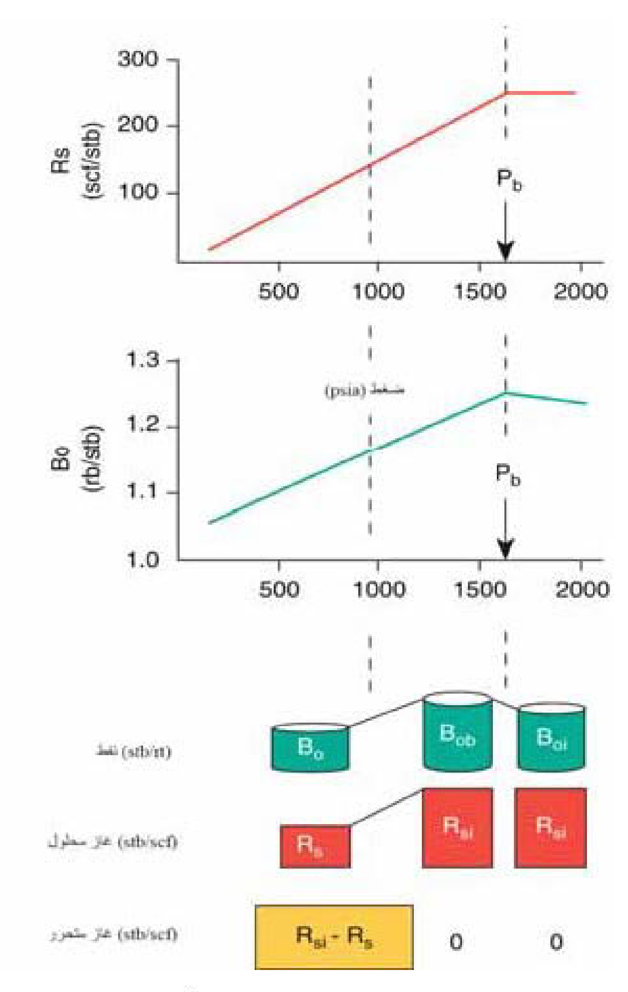
إذا بقي ضغط الخزّان فوق نقطة التفقع، عندئذ سينطلق أي غاز متحرر من النفط في الأنابيب أو صهريج الفصل، وبالتالي سيظهر على السطح. في هذه الحالة ستكون نسبة الغاز إلى النفط المنتجة (R_p) مساوية لـ R_s، أي أن كل برميل نفط من خزّان الخام يحرر R_s scf من الغاز على السطح.

مع ذلك، إذا هبط ضغط الخزّان تحت نقطة التفقع، فسيتحرر الغاز من النفط في الخزّان. قد يتدفق الغاز المتحرر إما نحو الآبار المنتجة تحت تأثير القوة الهيدروديناميكية المطبقة بالضغط الأخفض في البئر أو قد يهاجر نحو الأعلى، تحت تأثير القوة الطفوية (buoyancy force) إلى قمة الخزّان ليشكل قبعة غازية ثانوية. وبالتالي نسبة الغاز إلى النفط المنتجة (R_p) ستختلف عن R_s. سيناقش هذا بالتفصيل في الفصل التاسع.

قد تكون نسبة الغاز إلى النفط المنتجة (R_p)، في خزّان نفط مشبع يحوي قبعة غازية أولية، أعلى بكثير من نسبة الغاز إلى النفط المنحل (R_s) في النفط، بينما يستخرج الغاز الحر الموجود في القبعة الغازية من الآبار عبر آلية التمخرط أو التقرن (coning or cusping mechanism). الغاز الحر هو الغاز الموجود في القبعة الغازية كطور منفصل، مميّزاً من غاز المحلول المنحل في طور النفط.

6 ـ 2 ـ 6 جمع عينات المائع وتحليل الضغط والحجم والحرارة Fluid sampling and PVT analysis

من المهم جمع مجموعة عيّنات مُمَثّلة من مائع الخزّان لإنجاز خصائص الضغط والحجم والحرارة ـ غلاف طور، نقطة التفقع، R_s وB_o ـ والخصائص الفيزيائية ـ التركيب، والكثافة، واللزوجة. تستخدم هذه القيم لتحديد حجوم المائع الأولية في المكان وحجوم خزّان الخام وخصائص تدفق المائع في كل من الخزّان وعبر المنشآت السطحية، ولتمييز أية مركبات قد تتطلب معالجة خاصة، مثل مركبات الكبريت.



الشكل (6 ـ 23): نسبة الغاز إلى النفط المنحل وعامل حجم التشكّل مقابل الضغط.

يتم عادة جمع عيّنات مائع الخزّان مبكراً في حياة الحقل، بهدف استخدام النتائج في تقييم الحقل وفي تصميم منشآت المعالجة. ما إن يبدأ الإنتاج من الحقل ويتغيّر ضغط الخزّان، تتغيّر خصائص المائع، كما وصفت في الفقرة السابقة. لذلك يعتبر جمع العيّنات المبكر فرصة لجمع عيّنات لم تتغيّر.

يمكن جمع عيّنات المائع من البئر في شروط قرب ـ الخزّان، أو على السطح. إن جمع العيّنات تحت السطحية (subsurface samples) أعلى كلفة لجمعها، لأنها تتطلب معدّات جمع بئرية، لكن أكثر احتمالاً لجمع عيّنات مُمَثِّلة، لأنها تهدف إلى جمع مائع وحيد ـ الطور. العيّنة السطحية (surface sample) هي حتماً عيّنة ثنائية ـ الطور وتتطلب إعادة جمعها لتوليد مائع الخزّان. تواجه كلٌ من تقنيات جمع العيّنات (sampling techniques) نفس المشكلة وهي محاولة التقاط عيّنة مُمَثِّلة (مثلاً، نفس نسبة الغاز إلى النفط) عند هبوط الضغط تحت نقطة التفقع.

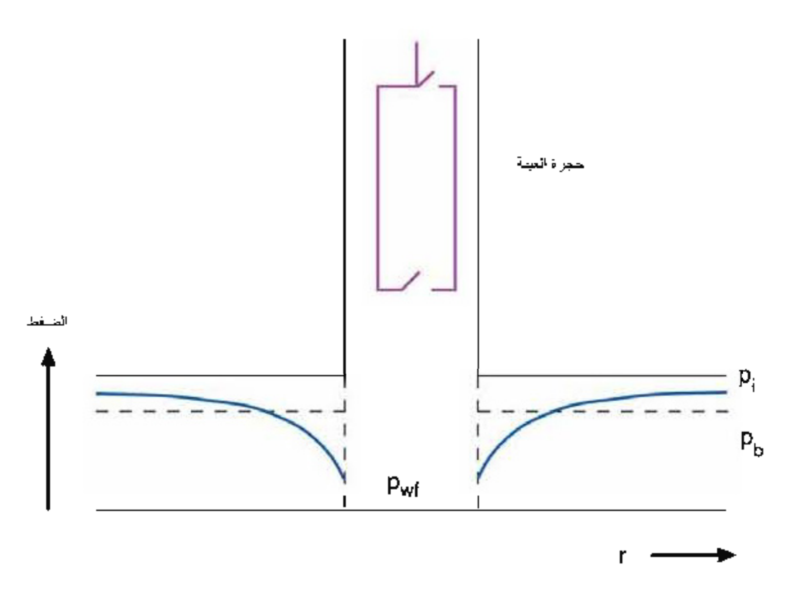
6 ـ 2 ـ 6 ـ 1 العيّنات تحت السطحية Subsurface samples

يمكن أخذ العيّنات تحت السطحية بواسطة حجرة جمع تحت سطحية، تدعى وعاء جمع العيّنات (sampling bomb)، أو بواسطة أداة اختبار ضغط التشكّل (RFT, MDT,RCI)، وكلها أجهزة تسير على سلك إلى عمق الخزّان. هذه الأدوات موصوفة في الفقرة (6 ـ 3 ـ 6).

يتطلب وعاء جمع العيّنات أن يكون البئر متدفقاً، ويفضل أن يكون ضغط قاع البئر المتدفق (P_{wf}) فوق ضغط نقطة التفقع للمائع لتجنب فصل الطور. إذا أمكن تحقيق هذا الشرط، يمكن جمع عيّنة من النفط تحتوى على الكمية الصحيحة من الغاز (R_{si} scf/stb). إذا كان ضغط الخزّان قريباً من نقطة التفقع، هذا يعني جمع العيّنات بمعدل منخفض لزيادة ضغط جمع العيّنات إلى الحد الأعلى. تكون صمّامات وعاء جمع العيّنات مفتوحة كي تسمح للمائع بالتدفق عبر الأداة ثم تغلق هيدروليكياً أو كهربائياً لحجز حجم من المائع (نمطياً 600 cm^3). إن هذا الحجم الصغير من العيّنة أحد عوائق جمع العيّنات تحت السطحية (الشكل 6 ـ 24).

يتطلب جمع العيّنات من الخزّانات المشبعة بهذه التقنية عناية خاصة في محاولة أخذ عيّنة مُمَثِّلة، وفي كل الحالات عندما يكون ضغط قاع البئر المتدفق

أخفض من نقطة التفقع، تبقى صلاحية العيّنة مشكوكاً بها. يؤخذ عادة العديد من العيّنات تحت السطحية بإمرار وعاء عيّنات ترادفي (tandem) أو تكرار عملية الجمع. يختبر تناسق (consistency) العيّنات بقياس ضغط نقطة التفقع في درجة حرارة السطح. قد ترسل العيّنات التي تقع نقطة التفقع ضمن 2٪ من بعضها البعض إلى المختبر لتحليل الضغط والحجم والحرارة.



الشكل (6 ـ 24): جهاز جمع العيّنات تحت السطحية (Dake, 1978).

يمكن أخذ العيّنات التي تؤخذ من فاحص ضغط الخزّان (Formation Pressure Testers (FPTs)) مباشرة بعد الحفر، وتتطلب أن يكون البئر متدفقاً. يلصق مسبار صغير على جدار البئر بحيث تتدفق موائع الخزّان في سلسلة من الحجرات ثم تغلق لحفظ شروط ضغط الخزّان (انظر الفقرة 6 ـ 3 ـ 6). تستخدم عدة تقنيات تحليل قاع البئر لتعيين الموائع وتقدير احتمال التدفق. يسمح هذا النوع من جمع العيّنات بوصف موائع الخزّان من دون إعادة فرزها لاختبار بئر عالي الكلفة.

6 ـ 2 ـ 6 ـ 2 العيّنات السطحية Surface samples

يتضمن جمع العيّنات السطحية أخذ عيّنات من الطورين (غاز ومائع) المتدفقين عبر صهريج الفصل السطحي، ثم إعادة توحيد المائعين بنسبة

مناسبة، بحيث تكون العيّنة الموحدة (recombined sample) ممثّلة لمائع الخزّان. تؤخذ عيّنات النفط من مجاري التدفق من نفس صهريج الفصل، الذي يجب تسجيل ضغطه وحرارته ومعدل التدفق منه بحذر، للسماح بحساب نسب التوحيد. إضافة إلى ذلك، يجب تسجيل ضغط صهريج التخزين (stock tank) وحرارته للتمكن لاحقاً من حساب تقلص النفط بين نقطة جمع العيّنة وصهريج التخزين. ترسل عيّنات النفط والغاز بشكل منفصل إلى المختبر حيث يتم توحيدها قبل إنجاز تحليل الضغط والحجم والحرارة. يتم تدقيق جودة تقنية جمع العيّنات، وبأن نقطة التفقع لعيّنة المائع في درجة حرارة صهريج الفصل الذي أخذت منه العيّنة مساوية لضغط صهريج الفصل.

إن الفوائد من جمع العيّنات السطحية وتوحيدها هي أنه يمكن أخذ عيّنات كبيرة، أي يمكن تحقيق شروط استقرار على مدى ساعات قبل جمع العيّنات، ويمكن تجنب عملية إنزال الأسلاك المكلفة. تطبق متطلبات جمع العيّنات تحت السطحية على جمع العيّنات السطحية: إذا كان P_{wf} تحت P_b فمن المحتمل أن يدخل إلى البئر حجم غير ممثل من الغاز، وحتى التدريب الجيد على جمع العيّنات السطحية لن يحصل على عيّنة حقيقية من مائع الخزّان.

6 ـ 2 ـ 6 ـ 3 تحليل الضغط والحجم والحرارة PVT

يتألف التحليل المخبري النمطي من صحة العيّنة، تحليل تركيبي للعيّنات الفردية والموحدة، قياس كثافة النفط والغاز ولزوجتهما خلال مجال من درجات الحرارة وتعيين معاملات الضغط والحجم والحرارة B_o، R_s وB_g.

يمكن من أجل تفاصيل تحليل الضغط والحجم والحرارة العودة إلى **أساسيات هندسة الخزّان** (Fundamentals of Reservoir Engineering) لمؤلّفه ل. ب. داك.

إن لملاحظة متطلبات المعطيات المختلفة للأنظمة عند إنجاز اختبارات المختبر أهمية خاصة. يكتفي مهندسو النفط، خلال التحليل التركيبي بالتحليل التركيبي للهيدروكربونات التي تمتد إلى حدود المركبات C_6، وتجمل المركبات C_{7+} مع بعضها البعض، وتصنف كمركبات ـ كاذبة (pseudo-component). بينما يتطلب مهندسو المعالجة تحليلاً تركيبياً أكثر تفصيلاً، يمتد نمطياً حتى C_{30}. وذلك لأن النهايات الثقيلة تلعب دوراً أكثر أهمية في سلوك الطور تحت درجات الحرارة والضغوط الأخفض التي تجابه خلال المعالجة السطحية. على

سبيل المثال، يشكل الهيدروكربون طويل السلسلة أجساماً صلبة (مثل الشمع wax) في شروط السطح، بينما يبقي في المحلول في شروط الخزّان.

سيشمل جزء من تحليل الضغط والحجم والحرارة إمرار عيّنة مائع الخزّان عبر سلسلة من التمديد لمحاكاة شروط صهريج الفصل. يصمم مهندسو المعالجة، في مرحلة التصميم مجموعة من شروط صهريج الفصل السطحي التي ستواجه درجات الحرارة والضغوط المتوقعة على فوهة البئر (wellhead)، بينما يحاولون رفع إنتاجية النفط إلى الحد الأعظم (أي تخفيض تقلص النفط إلى الحد الأدنى). وعموماً، كلما ازداد عدد صهاريج الفصل التي تدار على التسلسل، نقص تقلص النفط، مع زيادة نهايات المزيج الخفيفة الباقية في الطور المائع. من الواضح، وجود علاقة فائدة ربحية بين زيادة كلفة منشآت الفصل والفائدة المحققة من النفط الأخف.

الجدول 6 ـ 2: جدول الضغط والحجم والحرارة لدخل محاكاة الخزّان

الضغط (psia)	B_o (rb/stb)	B_g (rb/Mscf)	R_s (scf/stb)	μ_o (cP)	μ_g (cP)
6500	1.142	0.580	213	1.41	0.0333
6000	1.144	0.609	213	1.32	0.0317
5000	1.150	0.670	213	1.18	0.0282
4000	1.158	0.768	213	1.08	0.0248
3000	1.169	0.987	213	0.99	0.0215
2000	1.177	1.302	213	0.93	0.0180
1200	1.189	2.610	213	0.85	0.0144
980[a]	1.191	3.205	213	0.83	0.0138
500	1.147	6.607	130	1.03	0.0125
100	1.015	33.893	44	1.07	0.0120

a: ضغط التشبع أو نقطة التفقع.

الجدول 6 ـ 2 هو جدول نمطي لضغط وحجم وحرارة النفط الناتج من تحليل الضغط والحجم والحرارة، الذي يمكن استخدامه من قبل مهندس الخزّان لحساب خصائص مائع الخزّان مع الضغط. ضغط الخزّان الأولي هو 6000 psia، وضغط نقطة التفقع هو 980 psia.

6 ـ 2 ـ 7 خصائص ماء التشكّل Properties of formation water

سننظر في الفقرة (6 ـ 2 ـ 8) إلى علاقات الضغط ـ العمق، وسنرى بأن العلاقة هي تابع خطي لكثافة المائع. ونظراً إلى أن الماء هو المائع الوحيد الذي يشترك دوماً مع خزّان النفط، فإن المطلوب فهم ما الذي يتحكم بكثافة ماء التشكّل. إضافة إلى ذلك، يحتاج مهندسو الخزّان إلى معرفة خصائص المائع لماء التشكّل للتخمين بتمدده وحركته، الذي يمكن أن يسهم كثيراً في آلية الحركة في الخزّان، خصوصاً إذا كان حجم الماء المحيط بتراكم الهيدروكربون كبيراً.

يجب أن لا يُهمل جمع المعطيات في عمود الماء في مرحلة التقييم لحياة الحقل. إن تقييم حجم الطبقة الحاملة وخصائص تدفقها جوهري في التخمين بالضغط الداعم الذي يمكن تقديمه. إن جمع عيّنات من ماء التشكّل ضروري لتقييم ملوحة الماء للاستخدام في تحديد إشباع الهيدروكربون.

6 ـ 2 ـ 7 ـ 1 كثافة الماء وعامل حجم التشكّل Water density and formation volume factor (B_W)

إن كثافة ماء التشكّل هي تابع للملوحة (التي تتراوح من 0 إلى 300000 ppm)، وكمية الغاز المنحل ودرجة حرارة الخزّان وضغطه. تزداد كثافة الماء مع ازدياد الضغط، مع أن الانضغاطية صغيرة (نمطياً $2\text{-}4 x 10^{-6}\ psi^{-1}$). تنحل كميات صغيرة من الغاز (نمطياً CO_2) في الماء. تنخفض الكثافة مع ازدياد درجة الحرارة بسبب التمدد، ويميل التأثيران المتعاكسان للحرارة والضغط إلى معادلة بعضهما بعضاً. تتوفر علاقات التبادل في كتب الجداول المتوفرة لدى شركات التسجيل البئرية.

يقارب عامل حجم التشكّل (B_w حجم الخزّان لحجم خزّان الخام) للماء الواحد (نمطياً بين 1.00 و1.07 rb/stb)، بناء على كمية الماء المنحل وشروط الخزّان، وأكبر من الواحد بسبب التقلص الحراري وتطور الغاز من شروط الخزّان إلى شروط خزّان الخام.

6 ـ 2 ـ 7 ـ 2 لزوجة ماء التشكّل Formation water viscosity

هذا المعامل مهم للتخمين باستجابة الطبقة الحاملة مع هبوط ضغط الخزّان. وبالنسبة إلى الموائع عموماً، تنخفض لزوجة الماء مع ازدياد الحرارة. إن لزوجة الماء من مرتبة 0.5-1.0 cP، وتكون عادة أخفض من النفط.

يمكن البحث عن خصائص المائع لماء التشكّل في مخطّطات علاقات التبادل، لأنه ربما قد نوقشت معظم الخصائص حتى الآن. كما أن العديد من علاقات الترابط هذه متوفرة بشكل برامج حاسوبية. من الجدير دوماً تفحص مجال تطبيق هذه العلاقات، التي تقوم عادة على قياسات تجريبية وتصنف في أنواع الموائع (مثلاً، غازات كاليفورنيا الخفيفة).

6 ـ 2 ـ 8 علاقات الضغط ـ العمق Pressure-depth relationships

قد تستخدم العلاقات بين ضغط مائع الخزّان والعمق لتحديد الحد الفاصل بين الموائع (مثلاً، الحد الفاصل غاز ـ نفط أو نفط ـ ماء) أو لتأكيد الملاحظات التي تمّت مباشرة بالتسجيل السلكي. يساعد هذا في تحديد حجوم الموائع في المكان، وفي التمييز بين مناطق حقل واقعة في أنظمة ضغط مختلفة أو تحتوي على سطوح تماس موائع مختلفة. إذا تمّت مقابلة أنظمة ضغط مختلفة في حقل، فهذا دليل على وجود مناطق منعزلة عن بعضها البعض، إما بفوالق لاحمة أو بفقدان استمرارية الخزّان. في كلتا الحالتين، سيعكس تطوير الحقل هذا الفقدان للتواصل، مما يستدعي تخصيص آبار في كل كتلة فالقية منفصلة. هذا شيء مهم فهمه خلال تخطيط التطوير، لأن التحقق المتأخر قد يقود إلى تطوير تحت ـ أمثل (إما فقدان الاستعادة أو زيادة الكلفة).

تتبع أنظمة الضغط النظامية تدرج مائع هيدروستاتيكي من السطح، وهو خطي تقريباً. تتضمن أنظمة الضغط الشاذة ضغوط المائع مفرطة الضغط وتحت المضغوطة. وتمثل انقطاعاً في تدرج الضغط النظامي. يتطلب الحفر في أنظمة الضغط الشاذة عناية خاصة، كما نوقش في الفقرة (4 ـ 7) من الفصل الرابع.

6 ـ 2 ـ 8 ـ 1 ضغط المائع Fluid pressure

بفرض وجود نظام ضغط نظامي، وعلى عمق معيّن من سطح الأرض، فسيوجد ضغط معيّن يوازن ضغط الحمولة (OverBurden Pressure (OBP)) الناتجة من وزن الصخر (الذي يشكل نسيجاً) والمائع (الذي يملأ النسيج) المغطي لهذه النقطة. بالحقيقة، يُوَازن ضغط الحمولة من اتحاد ضغط المائع (Fluid Pressure (FP)) الموجود في الفراغ المسامي والإجهاد بين حبيبات الصخر في النسيج (g)

$$OBP = FP + \sigma_g$$

يبقى ضغط الحمولة ثابتاً على عمق معيّن (على تدرج مقداره تقريباً 1psi/ft)، بحيث يتناقص ضغط المائع مع استخراج مائع الخزّان، مما يؤدي إلى زيادة الإجهاد المطبق بين الحبيبات. يؤدي هذا إلى حشر حبيبات الصخر قريباً من بعضها البعض، مما يقدم مقداراً صغيراً من الطاقة الدافعة (drive energy) (ناتجة من التراص) للإنتاج. في الحالات القصوى من استنزاف الضغط في الصخور ضعيفة التراص، قد يؤدي هذا إلى نقصان سماكة الخزّان، وبالنهاية يقود إلى انخفاس في السطح. حدث هذا في حقل غاز غرونينغن في هولندا (1 متر من الانخفاس تقريباً)، وأكثر إثارة في حقل إيكوفسك في القطاع النرويجي من بحر الشمال (حوالى 6 أمتار من الانخفاس)، كما ذكر في الفقرة (6 ـ 1 ـ 3).

في نظام ضغط نظامي، يحدد الضغط في تراكم هيدروكربوني بتدرج ضغط الماء المغطي $(dP/dD)_w$، الذي يتراوح من 0.435 psi/ft (10kPa/m) للماء النقي إلى حوالى 0.5 psi/ft (11.5 kPa/m) للماء المشبع بالملح. يمكن تحديد ضغط الماء (P_w) على أي عمق من المعادلة التالية، بفرض أن الضغط على المستوى المرجع السطحي يساوي 14.7 psia (1bara):

$$P_w = \left\{\frac{dP}{dD}\right\}_w D \quad \text{(psia) or (bara)}$$

يرتبط تدرج ضغط الماء بكثافة الماء ($_w$, kg/m^3) بالمعادلة التالية:

$$\left\{\frac{dP}{dD}\right\}_w \rho_w g \quad \text{(Pa/m)}$$

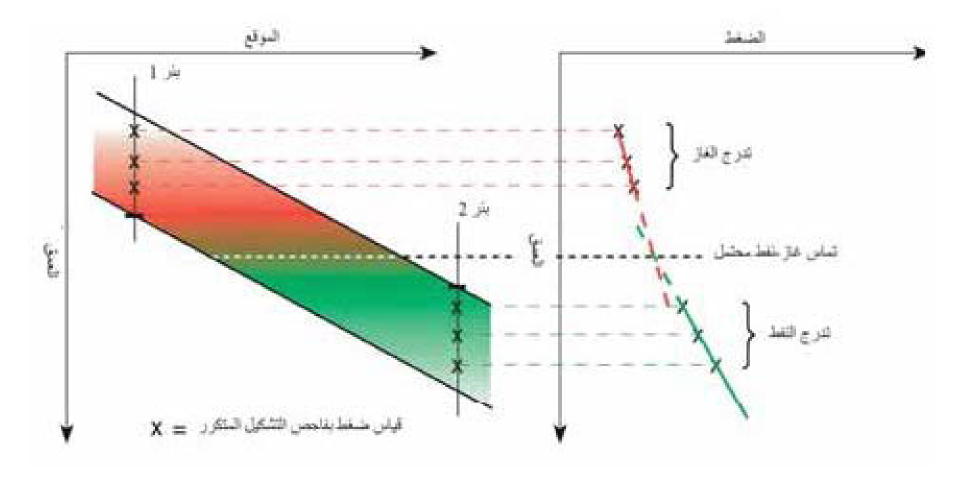
حيث g تسارع الجاذبية (9.81 m/s^2).

إذن يمكن رؤية أنه يمكن حساب تدرج الضغط من كثافة المائع. وأكثر من ذلك، إن كثافات الماء والنفط والغاز مختلفة كثيراً، لذا سوف تظهر تدرجات مختلفة تماماً على مخطّط الضغط ـ العمق.

هذه الخاصة مفيدة في تحديد الحد الفاصل بين الموائع. يشير الجزء الفاصل بين تدرجي الغاز والنفط إلى تماس الغاز مع الزيت. بينما يشير الجزء الفاصل بين تدرجي النفط والماء إلى مستوى الماء الحر (Free Water Level (FWL)) المرتبط بتماس الزيت ـ الماء ((Oil-Water Contact (OWC)) عبر نطاق انتقالي، كما وصف في الفقرة (6 ـ 2 ـ 9).

يمكن حساب التدرج من كثافات المائع السطحية، أو يمكن حسابها مباشرة من قياسات الضغط البئرية باستخدام أداة اختبار ضغط التشكّل (نوقشت في الفقرة 6 ـ 3 ـ 6). يمكن استخدام سطوح التماس التي تم التخمين بها لتأكيد القياسات السلكية لتماس الموائع، أو للتخمين بسطوح تماس عندما لا تجد التسجيلات البئرية سطوح التماس مباشرة.

على سبيل المثال، في الحالة التالية اخترق بئران نفس رمل الخزّان. تصادف بئر أعلى الميل حامل الغاز الرملي، ويستمر الغاز نحو الأسفل (Gas Down To (GDT)) حتى قاعدة الرمال، بينما تصادف بئر أسفل الميل نفس الرمل حامل مملوء تماماً بالنفط، ويستمر النفط نحو الأعلى (Oil Up To (OUT)) إلى أعلى الرمل. إذا قيست الضغوط على مراحل في كل بئر فيمكن استخدام القيم في التخمين بمكان وقوع سطح تماس الغاز ـ النفط المحتمل (Possible Gas-Oil Contact (PGOC)). تعرف هذه الطريقة باسم تقنية اعتراض التدرج (gradient intercept technique) (الشكل 6 ـ 25).



الشكل (6 ـ 25): تقنية اعتراض التدرج.

6 ـ 2 ـ 8 ـ 2 أنظمة الضغط النظامي والشاذ Normal and abnormal pressure regimes

ينتقل الضغط في خزّان نظامي الضغط، في عمود ماء مستمر من السطح نحو الأسفل إلى الخزّان. يساوي الضغط على المستوى المرجع على السطح 1

ضغط جوي. المستوى المرجع لموقع بحري هو متوسط سطح البحر (Mean Sea Level (MSL))، وعلى الشاطئ هو مستوى سطح الماء الجوفي.

في الخزّانات شاذة الضغط، تُقطع علاقة الضغط ـ العمق بطبقة مُحكَمة السد، يتغيّر تحتها الضغط. إذا كان الضغط تحت الطبقة المحكمة السد أعلى من الضغط النظامي (أو هيدروستاتيكي) يدعى الخزّان مفرط الضغط (overpressured). سيظهر استقراء تدرج المائع في الخزّان مفرط الضغط باتجاه السطح المرجع ضغطاً أعلى من الواحد ضغط جوي. إن القيمة الفعلية التي يزيد بها الضغط المستقرأ على الواحد ضغط جوي تحدد مستوى زيادة الضغط في الخزّان. بالمثل، يظهر خزّان دون مضغوط (underpressured) ضغطاً أقل من واحد ضغط جوي، عند الاستقراء باتجاه السطح المرجع.

للحفاظ على حالة تحت مضغوط أو مفرط الضغط، يجب توفر سد ضغط محكم. يوجد بتعريف الخزّانات الهيدروكربونية سد محكم في قمة التراكم، لذا يتوفر احتمال وجود نظام ضغط شاذ (الشكل 6 ـ 26).

الأسباب الأكثر شيوعاً لتشكّل الخزّانات شاذة الضغط هي:

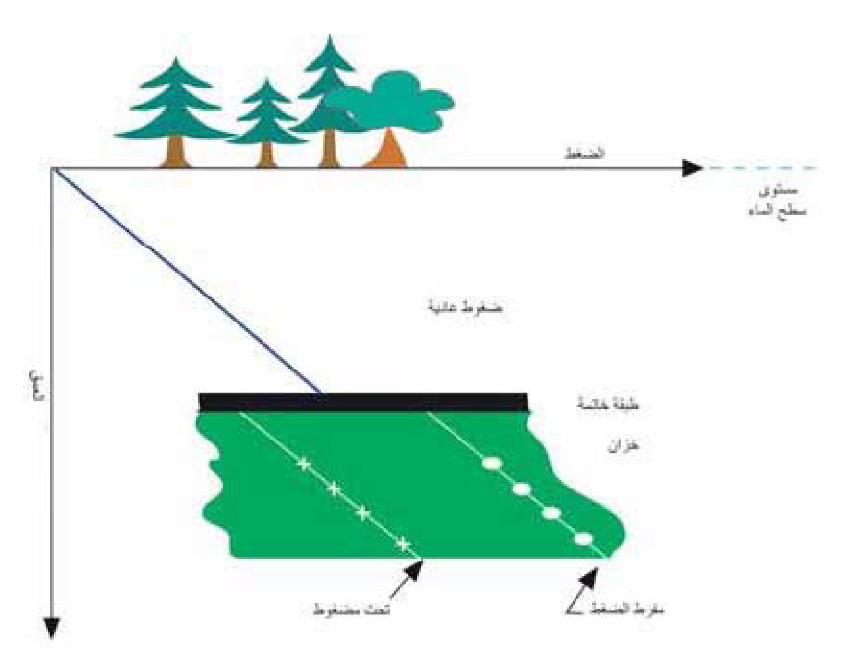
- نهوض/طمر صخر، حيث تُغَلّف طبقة نفوذة بطبقات سميكة من الطين الصفحي أو الملح، وتكون إما ناهضة (مسببة مفرط الضغط) أو هابطة (مسببة تحت مضغوط). يتغيّر ضغط الحمولة المغطية، لكن لا يمكن للمائع الموجود في المسام الهروب، ولذلك يمتص التغيّر إجهاد الحمولة المغطية.

- تأثيرات حرارية، تسبب تمدداً أو تقلصاً للماء غير القادر على الهروب من المنظومة المغلقة.

- طمر سريع للرسوبات المؤلّفة من طبقات من الغضار أو الرمال، لا تسمح سرعته للموائع بالهروب من الفراغ المسامي، بينما يتراص الصخر ـ يؤدي هذا إلى حالة مفرط الضغط. تُظهر معظم التتابعات الدلتاوية هذه الحالة بدرجة مختلفة.

- استنزاف خزّان محكم السد أو منخفض النفوذية نتيجة الإنتاج من الخزّان.

- استنزاف نتيجة الإنتاج من خزّان مجاور انخفض ضغطه، مع وجود اتصال بالضغط عبر طبقة حاملة مشتركة.
- تغيّرات الطور، مثل تحول الانهدريت إلى الجص أو تبدل فلزات الغضار.
- ضغوط مرتفعة نتيجة ثقل عمود الهيدروكربون.
- تأثير الضغط نتيجة إخفاق السد المحكم، مثلاً وجود فالق بين الرقع. قد يؤدي هذا إلى تبادل تدفق خارج عن السيطرة بين الخزّانات.



الشكل (6 ــ 26): أنظمة الضغط النظامي والشاذ.

6 ــ 2 ــ 8 ــ 3 الحفر في الضغوط الشاذة Drilling through abnormal pressures

عند الحفر في التشكّلات نظامية الضغط، يتم التحكم بوزن الطّفلة للحفاظ على ضغط أعلى من ضغط التشكّل لمنع تدفق مائع التشكّل. يكون الضغط الراجع بحدود 200 psi. يشجع ضغط راجع أكبر على فقدان الطّفلة في التشكّل، وكلاهما مكلف، وقد يضر خصائص التشكّل. إذا حدث تدفق لمائع

التشكّل إلى البئر لعدم كفاية رجحان الضغط. فيؤدي مائع التشكّل الخفيف إلى نقصان ضغط عمود الطَفلِة، مما يساعد على مزيد من التدفق، وتحدث حالة من عدم الاستقرار، ربما تقود إلى انفجار. لذلك من المهم تجنب تدفق مائع التشكّل باستخدام الوزن الصحيح للطَفلِة في البئر.

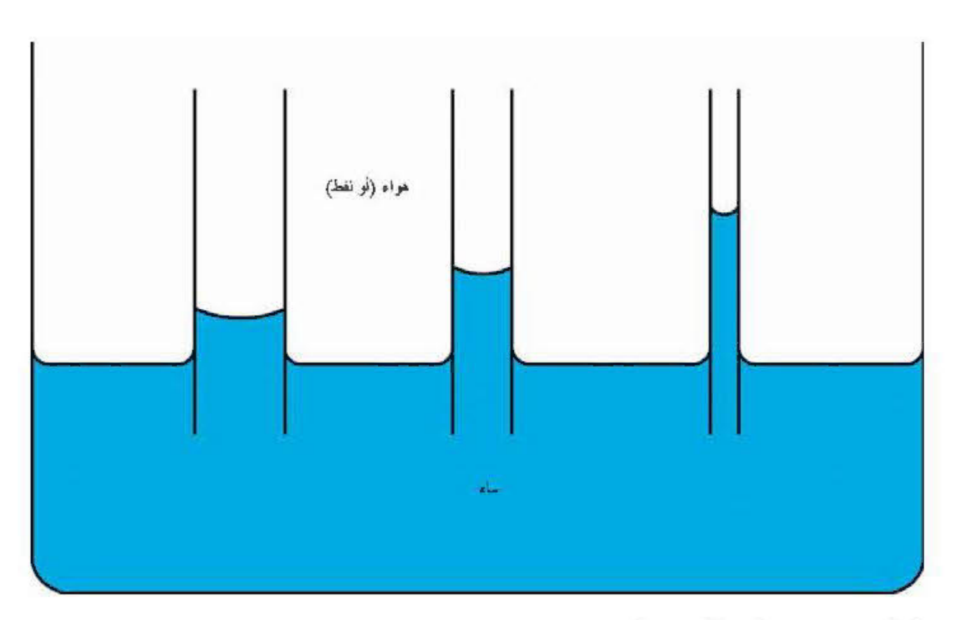
عند الحفر في طين صفحي إلى تشكّل مفرط الضغط، يجب زيادة وزن الطَفلِة لمنع التدفق. إذا سببت هذه الزيادة في وزن الطَفلِة إلى فقدان كبير في التشكّلات الضحلة نظامية الضغط، فمن الضروري عزل التشكّل نظامي الضغط خلف البطانة قبل الحفر في التشكّل مفرط الضغط. لذلك فالتخمين بفرط الضغط مهم في تصميم البئر.

بالمثل، عند الحفر بتشكّل تحت مضغوط، يجب إنقاص وزن الطَفلِة لتجنب الفقدان الزائد في التشكّل. إذا كان معدل الفقدان أكبر من المعدل المطلوب من الطَفلِة، عندئذ سيهبط مستوى المائع في البئر، وسيكون هنالك خطر من التدفق من التشكّلات نظامية الضغط المغطية. مرة ثانية، قد يكون من الضروري وضع بطانة قبل الحفر في تشكّل تحت مضغوط.

6 ـ 2 ـ 9 الضغط الشعري وعلاقات الإشباع ـ الارتفاع Capillary pressure and saturation-height relationships

هنالك توازن في شروط الخزّان الأولية، بين قوى الطفو وقوى الشعرية. تُحدِّد هذه القوى التوزع الأولي للموائع، وبالتالي حجوم المائع في المكان. إن فهم العلاقة بين هذه القوى مفيد في حساب الحجمية، وفي تفسير الفرق بين مستوى الماء الحر FWL وتماس النفط مع الماء OWC الذي عرض في الفقرة 6 ـ 2 ـ 8 ـ 1.

كمثال مشهور على توازن الشعرية ـ الطفو، هي التجربة التي يوضع فيها عدد من الأنابيب الزجاجية مختلفة الأقطار في صينية من الماء. يرتفع مستوى الماء في الأنابيب، ويبلغ أعلى نقطة في الأنبوب الأضيق. تلاحظ نفس الملاحظة إذا كانت الموائع في المنظومة هي النفط والماء بدلاً من الهواء والماء (الشكل 6 ـ 27). تشبه أنابيب الشعرية مختلفة الأقطار المجازات المسامية الضيقة مختلفة الحجوم في منظومة مسامية متصلة.



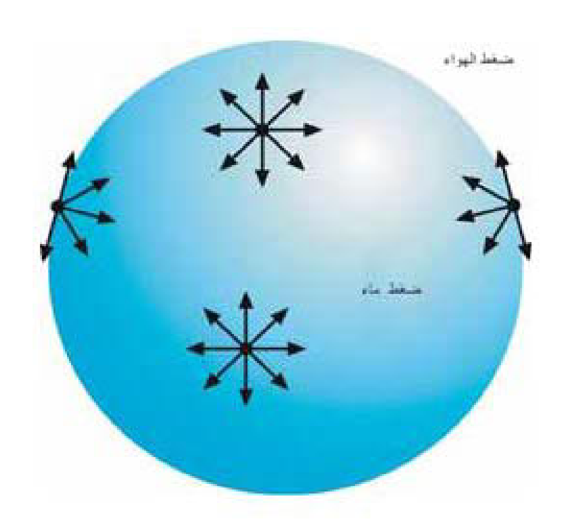
الشكل (6 ـ 27): الأنابيب الشعرية في صينية.

يظهر التأثير الشعري حيثما تتماس موائع غير ـ مزوجة، وهي نتيجة تفاعل قوى الجذب بين الجزيئات في المائعين (تأثيرات التوتر السطحي surface tension)، والموائع والسطح الصلب (تأثيرات قابلية التبلل wettability).

ينشأ التوتر السطحي على حد تماس مائع مع مائع نتيجة التجاذب المتباين بين جزيئات نفس المائع والمائع المجاور. فمثلاً، لجزيئات الماء الموجودة في قطيرة ماء (water droplet) محاطة بالهواء، قوى جذب أكبر لبعضها البعض من جزيئات الهواء المجاورة. تخلق القوى غير المتوازنة جذباً نحو الداخل، مما يسبب تحول القطيرة إلى الكروية، بينما تُصغر القطيرة مساحة سطحها. يوجد التوتر السطحي على الحد الفاصل بين الماء والهواء، ويوجد تفاضل بالضغط بين الطور المائي والهواء. يكون الضغط أعلى على جهة الماء نتيجة القوى الصافية الموجهة نحو الداخل. (الشكل 6 ـ 28).

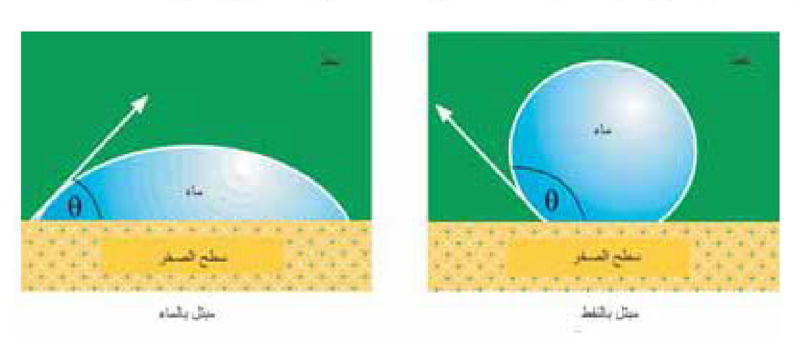
العلاقة بين هبوط الضغط عبر سطح التماس P ظ، والتوتر بين السطحي (interfacial tension) ونصف قطر القطيرة r هي:

$$\Delta P = \frac{2\sigma}{r}$$



الشكل (6 ـ 28): قطيرة ماء مع قوى جذب.

تصف قابلية التبلل العلاقة بين تماس مائعين مع صلب. يتميز نوع التماس بزاوية التماس (θ) بين المائع والصلب، وتقاس اصطلاحاً، عبر المائع الأكثف. إذا كانت زاوية التماس المقاسة عبر المائع أقل من 90°، يقال عن السطح إنه مُبَلّل لذلك المائع. يظهر الشكل (6 ـ 29) الفرق بزوايا التماس لصخر خزّان مبلل بالماء ومبلّل بالنفط. إن قياس قابلية التبلّل في شروط الخزّان صعبة جداً، لأن الخاصية متأثرة بالحفر واستعادة العيّنات. من المعتقد بأن معظم صخور الخزّان الفتاتية هي مبلّلة بالماء، لكن مسألة قابلية التبلّل مثيرة للخلاف.



الشكل (6 ـ 29): أنواع قابلية تبليل الصخر.

6 ـ 2 ـ 9 ـ 1 الضغط الشعري Capillary pressure

بالعودة إلى تجربة النفط والماء وأنابيب الزجاج الشعرية (الشكل 6 ـ 27)،

نجد أن التوتر بين السطحي وقابلية التبلّل قد قادا إلى فرق ضغط عبر سطح تماس المائع وإلى زاوية تماس مع الزجاج. إن الضغط في طور الماء أعظم من الضغط في طور النفط، والزجاج مبلّل بالماء، كما هو معيّن من زاوية التماس. يدعى الفرق بين طور الماء وطور النفط بالضغط الشَعْري capillary pressure ((Pc))، وهو مرتبط بالتوتر بين السطحي (σ)، ونصف قطر الأنبوب الشعري (r_t) (r_t) وزاوية التماس (θ) كما يلي:

$$P_c = \frac{2\sigma \cos\theta}{r_t}$$

لاحظ بأن الضغط الشعري أكبر في الشعريات الرفيعة (حجوم الخانق)، وأنه عندما يكون للشعرية نصف قطر غير محدود، كما هو خارج الشعريات في تجربة صينية الماء يكون P_c مساوياً للصفر.

6 ـ 2 ـ 9 ـ 2 توازن الشَعْرية ـ الطفوية Capillary-buoyancy equilibrium

لو اعتبرنا منحني الضغط في واحد فقط من الشعريات في التجربة (انظر الشكل 6 ـ 30). ففي داخل الأنبوب الشعري، يكون الضغط الشعري P_c هو فرق الضغط بين ضغط طور النفط (P_o) وضغط طور الماء (P_w) على سطح التماس بين النفط والماء:

$$P_c = P_o - P_w$$

يمكن ربط الضغط الشعري بارتفاع سطح التماس فوق المستوى الذي يكون فيه الضغط الشعري مساوياً للصفر (يدعى مستوى الماء الحر) باستخدام معادلة الضغط الهيدروستاتيكي. بفرض مستوى الماء الحر FWL هو P_i:

$P_w = P_i - \rho_w gh$ حيث ρ_w كثافة الماء

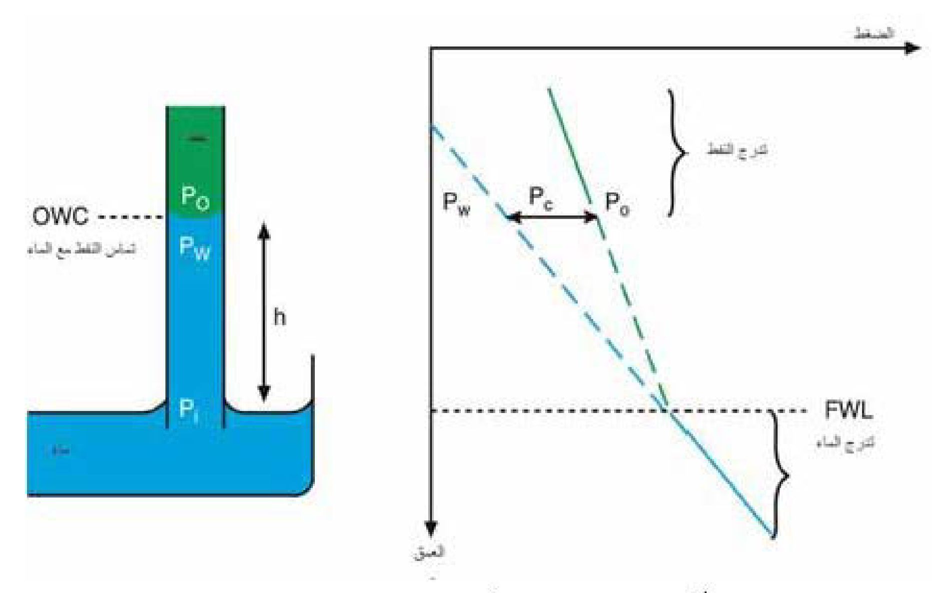
$P_o = P_i - \rho_o gh$ حيث ρ_o كثافة النفط

بالطرح نجد:

$$P_o \quad P_w \quad (\rho_w - \rho_o)gh$$

وتذكر أن:

$$P_c = \frac{2\sigma \cos\theta}{r_t}$$



الشكل (6 ـ 30): مخطّط الضغط ـ العمق لأنبوب شعري واحد.

هذا منسجم مع الملاحظة بأن الفرق الكبير بين الحد الفاصل نفط ـ ماء ومستوى الماء الحر يحدث في الشعريات الدقيقة، حيث يكون الضغط الشعري أعظمياً. ففي صخور الخزّان المتراصة، التي تحتوي الشعريات الأدق، يكون الفرق بين الحد الفاصل نفط ـ ماء ومستوى الماء الحر أكبر.

إذا تم تشغيل جهاز قياس الضغط ضمن الشعرية، فسيقاس تدرج النفط في عمود النفط. سيظهر انقطاع بالضغط عبر السطح الفاصل (الفرق هو الضغط الشعري)، ويقاس تدرج الماء تحت السطح الفاصل. فإذا قاس الجهاز المقاومية، فسيحدد تماس على هذا السطح الفاصل. وسيوصف بتماس النفط ـ الماء OWC. لاحظ بأن قياسات ضغط النفط ـ الماء فقط قد استُخدمت لبناء مخطّط الضغط ـ العمق (الشكل 6 ـ 30). واستُخدمت تقنية حد التدرج الفاصل لتحديد السطح الفاصل، إنه مستوى الماء الحر الذي يجب تحديده وليس تماس النفط ـ الماء.

يكون الفرق بين تماس النفط ـ الماء ومستوى الماء الحر أكبر في الخزّانات المتماسكة، وقد يكون الفرق حوالى 100 متر. يوجد أيضاً فرق بين تماس الغاز ـ النفط وسطح الزيت الحر لنفس الأسباب، لكنه أصغر كثيراً، ومهمل أحياناً. فبهدف حساب النفط في المكان في الخزّان، يجب استخدام

تماس النفط ـ الماء وليس مستوى الماء الحر لتحديد إلى أي عمق تراكم النفط. يؤدي استخدام مستوى الماء الحر إلى المبالغة في تقدير النفط في المكان، وقد يؤدي إلى خطأ كبير في الخزّانات المتراصة.

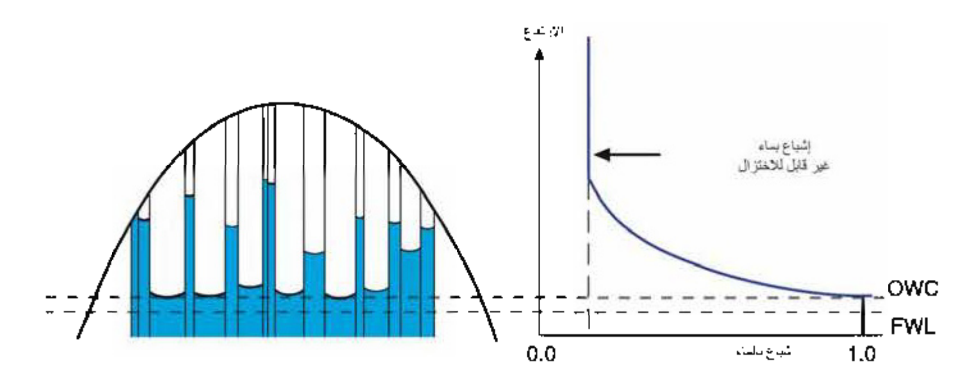
6 ـ 2 ـ 9 ـ 3 علاقات الإشباع ـ الارتفاع Saturation-height relationships

الإشباع (saturation) هو نسبة طور مائع واحد في منظومة المسام إلى كمية المائع الكلّية. في البداية تكون مسام التركيب مملوءة بالماء. عند هجرة النفط إلى التركيب يزيح الماء نحو الأسفل، ويبدأ بالمجازات المسامية الأوسع، حيث يحتاج لضغوط أخفض ليحني السطح الفاصل بين النفط والماء بما يكفي لدخول النفط إلى المجازات المسامية. مع استمرار عملية التراكم، يزداد فرق الضغط بين طوري النفط والغاز فوق مستوى الماء الحر، بسبب فرق الكثافة بين المائعين. بينما يحدث هذا، تبدأ المجازات المسامية الأضيق بالامتلاء بالنفط، وتكون المجازات المسامية الأصغر هي الأخيرة الامتلاء. وعندما لا يبقى ماء قابل الإزاحة، يصبح الخزّان في حالة إشباع بالماء غير قابل للإرجاع (irreducible water saturation).

يتألف الخزّان من مسام متعددة المقاييس، ويمكن مقارنته بمنظومة من الأنابيب الشعرية مختلفة الأقطار، كما يظهر في الشكل (6 ـ 31). يحدد المجاز الشعري الأضيق المستوى الذي يبقى فوقه فقط الماء غير القابل للإرجاع (المقرون أو الفطري connate)(*). يقع الإشباع بالماء غير قابل للإرجاع النمطي في المجال 10 ـ 40٪. يحدد المجاز الشعري الأوسع المستوى الذي يبقى تحته الإشباع بالماء 100٪، هذا هو تماس النفط مع الماء. يوجد بين النقطتين تغيّر تدريجي بالإشباع بالماء، وتدعى هذه الفسحة بالنطاق الانتقالي (transition zone). يعتمد ارتفاع النطاق الانتقالي على توزع قياسات المسام، لكن يمكن أن يكون عدداً كبيراً من عشرات الأمتار. عند أخذ عيّنات ضغط بواسطة فاحص ضغط الخزّان لبناء مخطّط ضغط ـ عمق، يستحسن قياس الضغوط خارج النطاق الانتقالي، حيث تكون التدرجات ممثلة حقاً لمائع مفرد، بدلاً من مزيج من مائعين (نفط وماء مثلاً).

(*) الماء الفطري أو المقرون هو الماء المتزامن مع مرحلة التكوين.

يمكن أن يكون لتغيّر الإشباع مع الارتفاع فوق مستوى الماء الحر، تأثير كبير في حجم الهيدروكربون. لذلك من المهم نمذجة هذا التغيير رياضياً بدقة لتقدير حجم الهيدروكربون الصحيح في الخزّان. إن تابع الإشباع ـ الارتفاع هو التعبير الرياضي المستخدم لنمذجة هذا التغيّر، ويُعَاير باستخدام معطيات التسجيل البئري واختبارات تحليل خاصة للعيّنة اللبابية (Special Core Analysis (SCAL))، التي ستناقش بتوسع في الفقرة (6 ـ 3 ـ 2).



الشكل (6 ـ 31): الإشباع ـ الارتفاع مع الشَعْريات.

6 ـ 3 جمع المعطيات Data gathering

مدخل والتطبيق التجاري: جمع المعطيات هو النشاط الذي يزود الجيولوجي والمهندس بالمعلومات اللازمة لتقدير حجم الخزّان، ومحتواه من المائع، وإنتاجيته وإمكانية تطويره. لا يجري جمع المعطيات في مرحلة التقييم وتخطيط التطوير من دورة حياة الحقل فقط، بل يستمر طوال حياة الحقل. ستركز هذه الفقرة على جمع المعطيات لتخطيط تطوير الحقل، وسيناقش جمع المعطيات لإدارة الحقل خلال فترة الإنتاج في الفصل (السادس عشر).

إن الحصول على معطيات الخزّان الساكنة والديناميكية في حينها، أمر حاسم للوصول بخيارات التطوير والإنتاج إلى الوضع الأمثل. تُمَكّن معطيات الخزّان من وصف المائع وتقدير كميته ووصف خصائص الصخور. تحدد كمية المعطيات المتوفرة ودقتها مجال الشك المتعلق بالتقديرات التي يقوم بها مهندس تحت السطح.

6 ـ 3 ـ 1 تصنيف الطرائق Classification of methods

إن الطرائق الأساسية في جمع المعطيات هي الطرائق المباشرة، التي تسمح بالمعاينة البصرية أو على الأقل قياس الخصائص المباشر، والطرائق غير المباشرة حيث نستنتج معاملات الخزّان من عدد من القياسات المأخوذة في البئر. تلخص التقنيات الرئيسية المتوفرة ضمن هذه الأنواع في الجدول التالي:

الطرائق المباشرة	الطرائق غير المباشرة
جمع اللباب	تسجيلات بئرية سلكية
أخذ عيّنات جدارية ((Side Wall Sampling (SWS)	التسجيل البئري أثناء الحفر
التسجيل البئري للطَفلِة	التسجيلات السيسمية
قياس ضغط التشكّل	
أخذ عيّنات من المائع	

ستبحث هذه الفقرة في التشكّل وجمع المعطيات قبل إنتاج كميات كبيرة من المائع، أي وصف كيفية أخذ العيّنات الساكنة من الخزّان. يقدم جمع المعطيات قبل الإنتاج معلومات حاسمة، تستخدم للتخمين بسلوك الخزّان تحت الشروط الديناميكية. بدون هذه المعطيات الأساسية، لا يمكن إجراء أية محاكاة ذات فائدة للخزّان. الفائدة الرئيسية الأخرى من جمع المعطيات في حالات الخزّان الأولية هي كون الضغط وتوزيع المائع في توازن، لأن هذه الحالة تنتفي حالما يبدأ الإنتاج. لذلك، لا يتعقد جمع المعطيات في الحالات الأولية بأي توزع للضغط أو إعادة توزع المائع، ويقدم فرصة فريدة لوصف الحالة قبل الإنتاج.

6 ـ 3 ـ 2 جمع اللباب وتحليلها Coring and core analysis

من المرغوب فيه، لفهم تركيب صخور الخزّان والسدود المحكمة ضمن الخزّان ومنظومة مسام الخزّان، الحصول على عيّنة لبابية غير مشوشة مستمرة. تستخدم العيّنات اللبابية كذلك لتعيين الخصائص الفيزيائية للصخر بالقياسات المباشرة بالمختبر. وتسمح بوصف البيئات الترسيبية (depositional environments)، والملامح الرسوبية وتاريخ النشأة اللاحقة للتتابع.

يمكن في مرحلة ما قبل التطوير، استخدام العيّنات اللبابية لاختبار توافقية (compatibility) الموائع المحقونة في التشكّل، للتخمين باستقرار البئر تحت

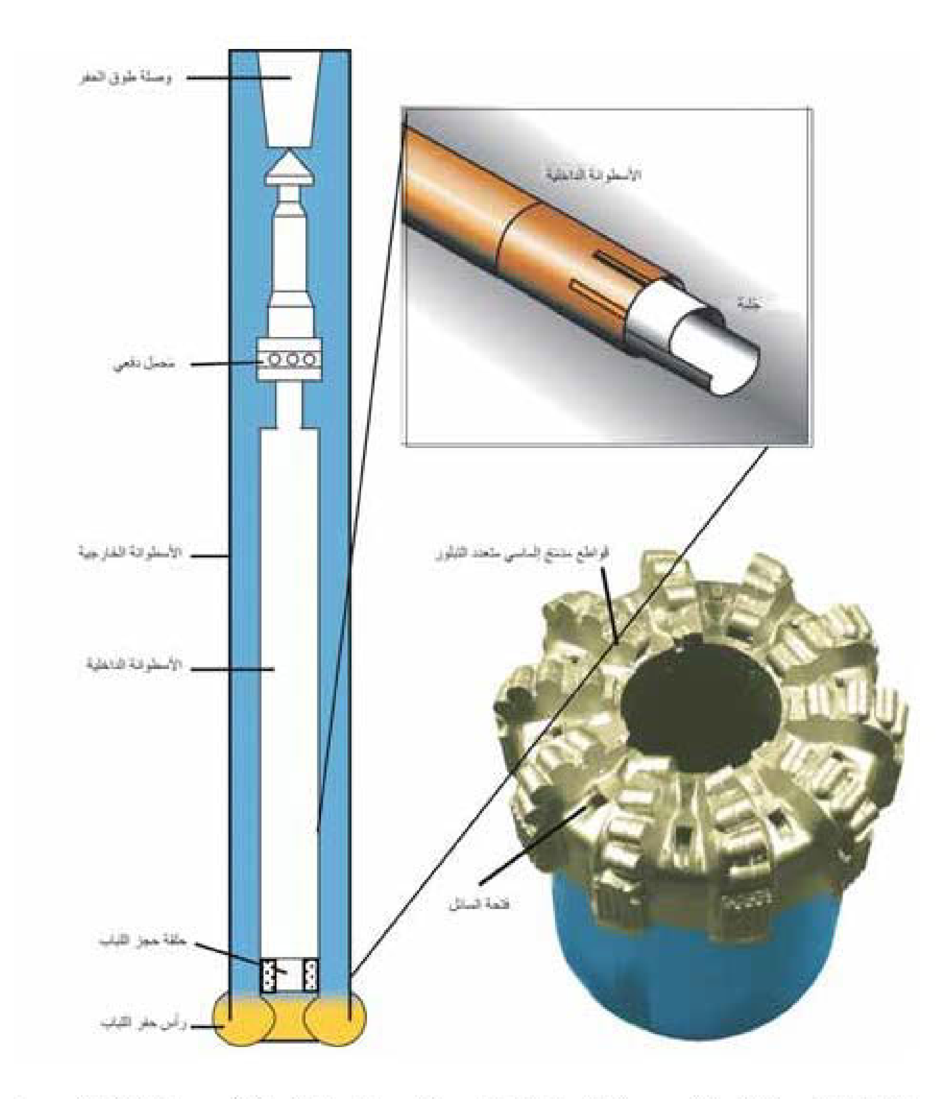
شروط الحفر العديدة ولإنجاز احتمال إخفاق التشكّل وإنتاج الرمل.

ينجز أخذ العيّنات بين عمليات الحفر. حالما يحدد التشكّل المطلوب أخذ عيّنة منه على سجل الطَفلِة، يخرج جهاز الحفر من البئر. يدخل من أجل أخذ العيّنة، جهاز خاص يتضمن رأس حفر اللباب وأسطوانة جمع اللباب (الشكل 6 ـ 32).

خلافاً لرأس الحفر العادي الذي يفتت التشكّل إلى قطع صغيرة، يمكن تصور رأس الحفر كأسطوانة مجوفة مع ترتيب لقواطع (cutters) على الناحية الخارجية. هذه تحفر أخدوداً دائرياً في التشكّل. تبقى أسطوانة سليمة من الصخر داخل الأخدود وتدخل إلى أسطوانة اللباب (core barrel) الداخلية مع تقدم عملية الحفر. في النهاية تفصل العيّنة اللبابية وتمنع من السقوط من الأسطوانة، بينما ترفع إلى السطح بواسطة أصابع فولاذية أو «مقابض (catchers)». يتغيّر قطر العيّنة اللبابية من 3 إلى 7 أنش، وطولها عادة 30 قدماً. مع ذلك، ففي ظروف بئر/تشكّل مناسبة قد تنجز مقاطع أطول.

إذا أخذت عيّنة تقليدية، تسترد من الأسطوانة على أرضية منصّة الحفر، ثم تقطع إلى مقاطع وتوضع بأقفاص. يمكن القيام بوصف ليتولوجي في هذه المرحلة. لمنع جفاف العيّنات اللبابية وهروب الهيدروكربون الخفيف، تغلف بعض المقاطع بإحكام وتطلى بالشمع الحار ورقائق الألمنيوم.

من المألوف إدخال جُلبة (sleeve) من الزجاج الليفي أو الألمنيوم في الأسطوانة الفولاذية الداخلية، وتسترد العيّنة اللبابية ضمن الجُلبة. وعلى السطح يحقن الفراغ (الحلقي) بين الجُلبة الداخلية والعيّنة بمادة خاملة مثبتة التي «تتجمد» لتثبت العيّنة في المكان. تقطع العيّنة إلى مقاطع (نمطياً، بطول 1 متر)، ثم ترسل إلى المختبر. إن التعامل مع العيّنات عملية دقيقة، ومن الضروري تقليل التغيّرات أو الأذى للعيّنة أو الموائع المحتواة إلى الحد الأدنى. سيؤدي أي تغيير في خصائص العيّنة الأولية من خلال تغيير منرالوجية (mineralogy) غضار التشكّل، أو توضع الفلزات أو تبخر موائع المسام إلى أخطاء في القياسات البتروفيزيائية (petrophysical). إضافة إلى ذلك، قد يجعل الأذى الميكانيكي العيّنة غير صالحة لأهداف الاختبار. طبقت في السنوات العشر الماضية تحسينات تكنولوجية وإجرائية لتخفيف الاحتكاك، وتقليل غزو الموائع الراشحة، والحفاظ على الموائع والمحافظة على سلامة الصخر.



الشكل (6 ـ 32): مُجمع جهاز احتيان اللباب ورأس حفر اللباب (بإذن من Security DBS abd Corepro).

يتم لاحقاً إجراء تسجيلات بواسطة أجهزة السبر البئري للجزء الذي أخذت منه العيّنات اللبابية (انظر الفقرة 6 ـ 3 ـ 4). حال الوصول إلى المختبر تقاس أشعة غاما للعيّنة نفسها، وهكذا تتمّ معايرة سجلات السبر البئري مع معطيات العيّنة. إضافة إلى ذلك، إذا كانت العيّنة ما زالت في الجُلبة يجرى تصوير طبقي محوسب (CT scan) (مسح بأشعة إكس) لكامل العيّنة لتحديد المواقع الأفضل لأخذ العيّنات وتقطيع اللباب.

إضافة إلى التقييم الجيولوجي على مقياس عياني (macroscopic) ومجهري (microscopic) تقطع أقراص (plugs) (أسطوانات بقطر 3 سم وطول 5 سم) من العيّنة اللبابية، عادة بمسافة فاصلة حوالى 30 سم. يجرى تحليل العيّنة اللبابية على هذه الأقراص.

يتضمن تحليل العيّنة اللبابية الروتيني (routine core analysis) لهذه الأقراص:

- المسامية
- النفوذية الأفقية الهوائية
- الإشباع بالمائع
- كثافة الحبيبات

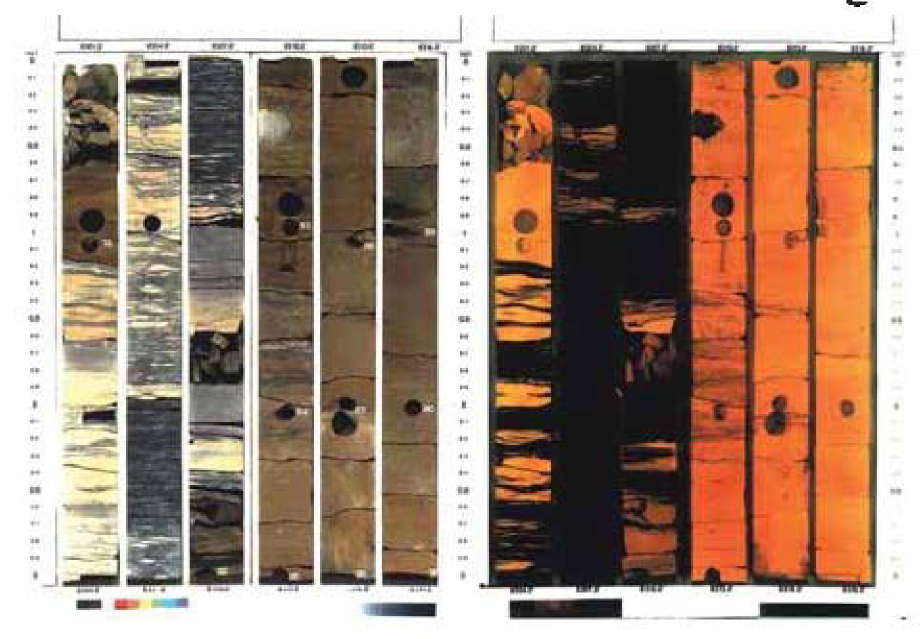
يتضمن اختبار تحاليل اللباب الخاصة القياسات التالية:

- اختبارات كهربائية (السمنتة وأدلة الإشباع)
- النفوذية النسبية
- الضغط الشعري
- اختبارات المتانة

وأخيراً، تقسم العيّنة (ثلث: ثلثين) على كامل طولها (تقسم إلى شرائح) وتصور بالضوء العادي أو فوق البنفسجي (يظهر الضوء فوق البنفسجي الهيدروكربون غير المرئي بالضوء العادي)، كما يظهر في الشكل (6 ـ 33).

إن عامل الكلفة الرئيسي لاعتيان اللباب هو وقت الحفّار المستهلك لكامل العملية وليس التحريات المخبرية اللاحقة. إن تحليل العيّنة معقد، وقد يتضمن مختبرات مختلفة. وقد يستغرق عدة أشهر قبل الحصول على النتائج الأخيرة. نتيجة للتكاليف العالية نسبياً والزمن الاستهلالي (lead time) لتقييم بعض العيّنات اللبابية، تطبق التقنية على فواصل مختارة في عدد من الآبار المحفورة. لذلك، من المهم جداً بذل الجهود للوصول باستعادة العيّنة والحفاظ على سلامتها إلى الحد الأقصى، بحيث يمكن استخدام كافة قطع العيّنة اللبابية.

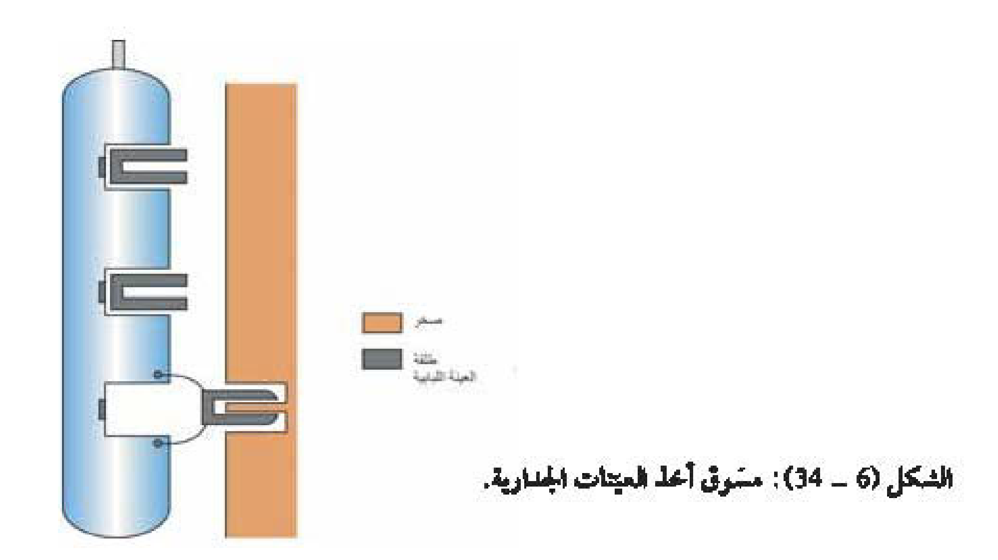
إن التسجيل البئري للطَفلِة هو تقنية أخرى مباشرة مهمة في جمع المعطيات. تسجل باستمرار وتحلل كافة المجلوبات إلى السطح (فتات الحفر ومستويات الغاز) ومعدل الاختراق، لتعيين طبيعة التشكّل والمحتوى المائع.



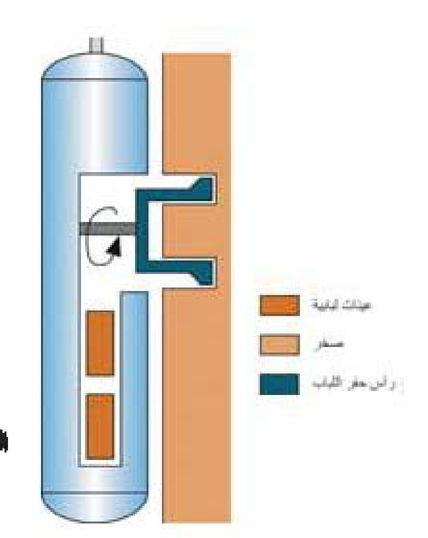
الشكل (6 ـ 33): صورة عينة لبابية (يسار-بالضوء العادي، يمين- بالضوء فوق البنفسجي).

6 ـ 3 ـ 3 أخذ العينات الجدارية Sidewall sampling

يمكن استخدام أداة أخذ العيّنات الجدارية (SWS) للحصول على أقراص صغيرة (بقطر 2 سم، وطول 5 سم، وأحياناً أقل) من جدار البئر مباشرة. تنزلق الأداة على سلك بعد حفر البئر وإنجاز التسجيل البئري. تطلق 20 ـ 30 طلقة (bullet) من كل مسّوق (gun) (الشكل 6 ـ 34) على أعماق مختلفة. تدخل الطلقة المجوفة في التشكّل وتحجز عيّنة صخرية بداخل الأسطوانة الفولاذية. عند سحب الأداة نحو الأعلى تسحب الأسلاك المتصلة بالمسّوق الطلقة والعيّنة الصخرية من جدار البئر.



الشكل (6 ـ 34) : مسوق أخذ العيّنات الجدارية.



الشكل (6 ـ 35) : أداة حفر العيّنة اللبابية الجدارية.

تعتبر العيّنات الجدارية مفيدة في الحصول على الدلائل المباشرة على الهيدروكربون (تحت الضوء فوق البنفسجي) والتمييز بين النفط والغاز. تطبق التقنية بكثافة للحصول على عيّنات المستحاثات المجهرية (microfossils) والأبواغ (pollen) من أجل التحليل الستراتغرافي (stratigraphic analysis) (تحديد العمر (dating)، والترابط (correlation)، و(البيئة الترسيبية). يمكن إجراء معاينة كيفية للمسامية، لكن في كثير من الأحيان تؤدي عملية أخذ العيّنة

إلى تحطيم عنيف للعيّنة، مما يحجب المسامية والنفوذية الحقيقية.

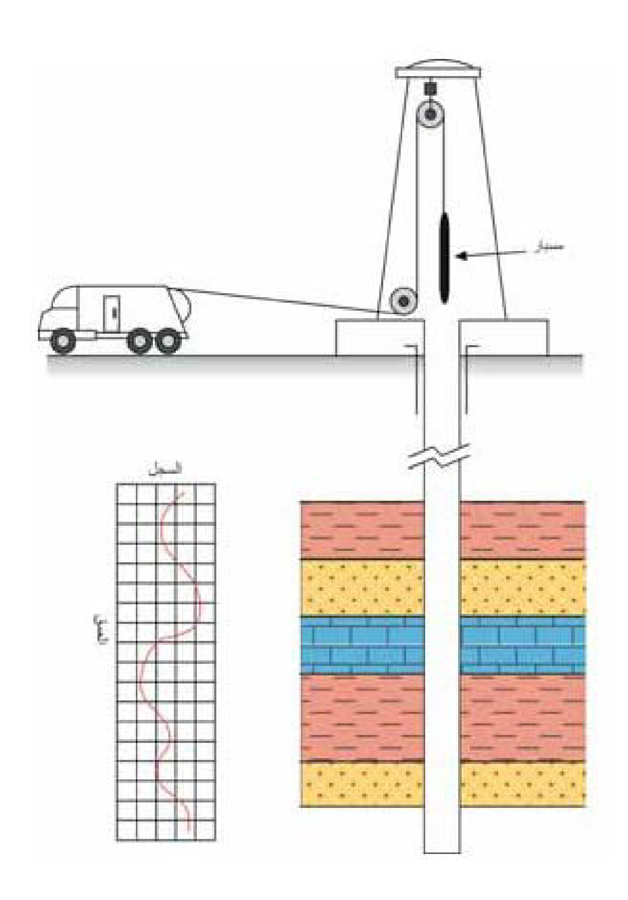
تم في السنوات الأخيرة تطوير أداة سلكية جديدة تحفر فعلياً قرصاً من جدار البئر. تم بتطبيق أخذ العيّنة اللبابية الجدارية (sidewall coring) تخفيف الأذى الرئيسي الحاصل من مسَوق أخذ العيّنة الجدارية SWS، خاصة تحطيم العيّنة. يمكن قطع حتى 20 عيّنة منفردة وتخزينها في وعاء داخل الأداة.

6 ـ 3 ـ 4 التسجيل البئري السلكي Wireline logging

تمثل السجلات السلكية مصدراً رئيسياً للمعطيات لعلماء الأرض (geoscientists) والمهندسين الذين يبحثون في التشكّلات الصخرية تحت السطحية. تستخدم أدوات التسجيل البئري للبحث في نوعية صخور الخزّان، والهيدروكربون والصخور الأم في الآبار الاستكشافية، للمساعدة في التقدير الحجمي والنمذجة الجيولوجية/الجيوفيزيائية خلال التقييم والتطوير الحقلي، وتقديم وسيلة لمراقبة توزع الهيدروكربون المتبقي خلال فترة الإنتاج.

يعتبر الحصول على معطيات التسجيل لبئر غير مبطنة (openhole log data) استثماراً كبيراً لشركات النفط والغاز. تمثل نشاطات التسجيل البئري 5 إلى 15٪ من الكلفة الكلّية للبئر. لذلك من المهم التأكد بأن كلفة الحصول على المعطيات مبررة بقيمة المعلومات الناتجة، وبأن المعلومات استخدمت بعد ذلك بشكل فعّال.

يمكن تقسيم الآبار بشكل عام إلى مجموعتين بناء على كيفية ترتيب تنفيذ عمليات التسجيل البئري: آبار المعلومات (information wells) وآبار التطوير. تحفر الآبار الاستكشافية والتقييمية من أجل الحصول على المعلومات، والفشل في الحصول على معطيات السجل البئري يعرض للخطر أهداف البئر. تحفر الأبار التطويرية بشكل رئيسي كأقنية إنتاج وحقن، وبينما يكون جمع المعلومات هدفاً ثانوياً مهماً، يجب أن يبقى، عادة، تابعاً بالنسبة إلى اعتبارات سلامة البئر. هذا يعني، من الناحية العملية، بأن عمليات التسجيل البئري سوف تختصر في آبار التطوير إذا ساءت أحوال البئر. يجب أن لا نستبعد الحصول على مزيد من المعطيات، إذ تبقى قائمة خيارات التسجيل البئري عبر البطانة (logging through casing).



الشكل (6 ـ 36): مبدأ التسجيل البئري السلكي.

يمثل الشكل (6 ـ 36) الترتيب الأساسي لعملية التسجيل البئري السلكي. يدلى مسبار (sonde) إلى قاع البئر بعد إخراج سلسلة الحفر (drill string). يتصل المسبار بواسطة كبل كهربائي معزول ومقوى برافعة موجودة على السطح. يُلَف الكبل ويسحب نحو الأعلى بسرعة 600 متر/ساعة بينما يسجل المسبار بشكل متواصل خصائص التشكّل مثل إشعاع غاما الطبيعي، مقاومية التشكّل الكهربائية أو كثافة التشكّل. ترسل المعطيات المسجلة عبر الكبل وتسجل وتعالج بوحدة معالجة معقدة موجودة على السطح. توضع هذه الوحدة أثناء المسح البحري في حجرة في السفينة، بينما توضع على اليابسة في شاحنة. حالياً، تحمل برمجيات التسجيل والمعالجة الهامة في الحاسوب الشخصي لمهندس التسجيل البئري. يمكن مراقبة تسجيل المعطيات في الوقت الحقيقي بواسطة الزبون من خلال موقع إنترنت آمن. يمكن في بعض الحالات، تشغيل

أدوات الخبير ومعالجتها عن بعد بواسطة خبراء في المركز الرئيسي لشركة التسجيل البئري.

يوجد تشكّلة واسعة من أدوات التسجيل البئري، وستغطي الفقرة (6 ـ 4) فقط تلك التي تُمَكّن من تقييم معاملات الخزّان الأساسية، تحديداً سماكة الخزّان الصافية، والليثولوجيا، والمسامية والإشباع بالهيدروكربون.

العامل المعقد أثناء استحواذ المعطيات البئرية هو تلوث التشكّل المقاس براشح الطَفلِة (mud filtrate)، التي ستناقش بالتفصيل في نهاية الفقرة (6 ـ 4). يدخل راشح الطَفلِة أثناء عملية الحفر بدرجات مختلفة في التشكّل حديث الاختراق. ففي التشكّل عالي النفوذية، تدخل في البداية كميات كبيرة من المائع إلى المسام. نتيجة ذلك تتجمع صُفيحات (platelets) الغضار المعلقة في الطَفلِة بسرعة حول جدار البئر. يُصَفي التشكّل بشكل فعّال المائع النافذ مشكّلاً كعكة طينية حول جدار البئر، التي بدورها تمنع المزيد من النفاذ. في تشكّل أقل نفوذية، تستغرق هذه العملية وقتاً أطول، لذا فالنفاذ يكون عميقاً في التشكّل.

في السنوات الأخيرة، أصبح هناك زيادة كبيرة في حجم المعطيات التي يمكن الحصول عليها وإرسالها بواسطة التسجيل البئري السلكي. تاريخياً، أمكن لأداة تسجيل بئري توليد منحني أو اثنين، ويمكن تشغيل أداتين أو أكثر مرتبطة مع بعضها البعض بسلك واحد لتوليد سلسلة من المنحنيات من جولة واحدة. قاد التقدم التكنولوجي وقدرة تكنولوجيا المعلومات لتطوير أدوات معقدة تسجل عدداً كبيراً من المعطيات في أية نقطة بدلاً من قيمة واحدة. تجرى معالجة رياضية والأداة في قاع البئر أو على السطح بهدف تحويل المعطيات العديدة إلى مجموعة من المنحنيات لاستخدامها في فروع الدراسة تحت السطحية. يعطي الجدول التالي ملخّصاً للأنواع السائدة للأدوات السلكية التي تستخدم حالياً.

يوجد عدة سيئات مرتبطة بالتسجيل البئري السلكي. لقد ذكرنا سابقاً نفاذ الطَفلِة. قد تستمر بعض أعمال التسجيل البئري عدة أيام، مع ازدياد وقت فتح فوهة البئر، تسوء نوعية المعطيات المحصَّل عليها واستقرار البئر. التسجيل البئري السلكي مكلف أيضاً، فيما يتعلق بتكاليف الخدمة المطلوبة من شركة التسجيل البئري، وفيما يتعلق بزمن الحفّار. لذلك من المرغوب به قياس

خصائص التشكّل بينما يجري الحفر. لا يلغي هذا عوائق عمليات التسجيل البئري السلكي فقط، لكن توفر معطيات الزمن الحقيقي يسمح باتخاذ القرارات العملياتية، مثلاً، اختيار فترات الإنهاء، أو تغيير المسار في وقت مبكر جداً.

الجهاز العام	أمثلة الأدوات	نوع القياس	التطبيق
غاما	سجل طيفي لـ GR, NGT	إشعاع غاما الطبيعي	تركيب صخري، ترابط
الكمون الذاتي SP	SP	الكمون الذاتي	تركيب صخري، نفوذية (مؤشر)
الكثافة	LDL, ZDL, SDL	الكثافة الحجمية	مسامية، تركيب صخري
نيوترون	CN, CNL, DSN	قرينة الهيدروجين	تركيب صخري، مسامية، مؤشر للغاز
صوتي	BHC, XMAC, DSI	زمن المسير، نوع الموجة الصوتية	مسامية، معايرة سيسمية
المقاومية	DLL, HRLA, HDLL	مقاومة التشكّل الكهربائية	إشباع، مؤشر نفوذية
التحريض	ILD, AIT, HILT, HDIL, HRAI	التيار الكهربائي المتحرض	إشباع (OBMs)
تصوير	FMI, STAR, CBIL, EI, OBMI, CAST	المقاومية أو صورة صوتية مجزأة	ترسيب، تحليل شق/ فالق
الطنين النووي المغنطيسي	MRIL, MREX, CMR	طنين نووي مغنطيسي	مسامية، نفوذية، إشباع
فاحص التشكّل	ضغط RFT, MDT, RCI	ضغط المسام	أنواع المائع، والضغوط وحدود التماس

6 ـ 3 ـ 5 التسجيل البئري/ القياس أثناء الحفر Logging/measurements while drilling (LWD/MWD)

أدخلت تقنية القياس أثناء الحفر للمرة الأولى في الثمانينيات من القرن الماضي من قبل شركات الحفر، وكانت في البداية محصورة باسترداد المدخلات عن المسح الاتجاهي ثم سجلات إشعاع غاما الطبيعي. أُتبعت هذه التطويرات بسرعة بأدوات تسجيل بئري أثناء الحفر (Logging While Drilling (LWD)) مدمجة في طوق الحفر ((Drill Collars (DCs)). حالياً، تطور التسجيل

البئري أثناء الحفر إلى درجة يمكن معها استبدال كل أدوات التسجيل البئري السلكي التقليدية بأدوات تسجيل بئري أثناء الحفر معادلة. اعتبرت تقنية التسجيل البئري أثناء الحفر في البداية أقل شأناً من التسجيل السلكي. مع ذلك، نتج من دمج شركات التسجيل السلكي وشركات الحفر تحول ـ تقني في التسجيل والحفر (R&D) قاد إلى تحسن كبير في نوعية التسجيل البئري أثناء الحفر. يعادل استعمال الصناعة للتعابير بين التسجيل البئري أثناء الحفر (LWD) والقياس أثناء الحفر (MWD). التعبير الأكثر ملائمة لأجهزة اليوم المعقدة هو تقييم التشكّل أثناء الحفر ((Formation Evalution While Drilling (FEWD)).

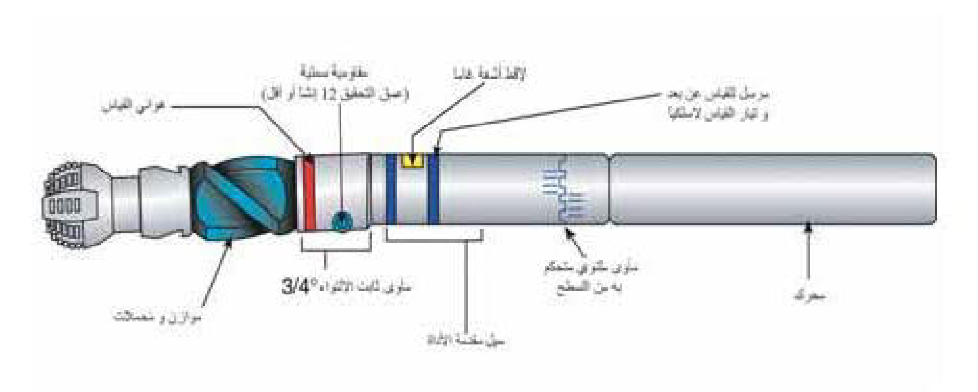
ربما كان المحرّض الأكبر لتطور هذه الأدوات هو تكاثر الآبار عالية ـ الزاوية التي تصعب بها المسوح المنحرف، وتستحيل بها خدمات التسجيل البئري السلكي (بدون استخدام نوع من منظومة نقل أنبوبي)، حيث يقلل التسجيل البئري أثناء الحفر الأذى للتشكّل بتقليل زمن تعرض فتح البئر.

مع أن التمكين من خيارات الانحراف والتسجيل في الآبار عالية ـ الزاوية هي فائدة كبيرة، لكن الفائدة الأعظم المقدّمة من تقنية التسجيل البئري أثناء الحفر، في الآبار التقليدية أو عالية ـ الزاوية، هي في الحصول على معطيات الزمن الحقيقي على السطح (real time data). تستغل معظم تطبيقات التسجيل البئري أثناء الحفر، المعتبرة معيارية الآن، بطريقة ما هذه الميزة، وتشمل:

- الزمن الحقيقي للترابط لالتقاط العيّنات اللبابية وتحديد نقاط التبطين.
- الزمن الحقيقي لكشف فرط الضغط في الآبار الاستكشافية.
- الزمن الحقيقي للتسجيل البئري لتقليل المقاطع «غير المرغوب بها» إلى الحد الأدنى (التوجيه الجيولوجي).
- الزمن الحقيقي لتقييم التشكّل لتسهيل قرارات «إيقاف الحفر».

مع أن مجالاً واسعاً من خدمات التسجيل البئري أثناء الحفر متوفرة، لكن ليست جميعها مطلوبة في كل حالة، لكن مجموعة التسجيل البئري أثناء الحفر الكاملة التي تحتوي على حساسات التوجيه وتسجيل خصائص التشكّل تستخدم أقل بكثير من توليفة حساسات غاما/ مقاومية/ توجيه. يظهر في الشكل (6 ـ 37) مثال عن صورة لأداة تسجيل بئري أثناء الحفر.

تحتوي كل أدوات التسجيل البئري أثناء الحفر على مزود للطاقة ومنظومة إرسال معطيات، غالباً موحدة في طوق مدمج ـ وحيد الهدف (one purpose-built collar) يكون عادة فوق حساسات القياس، كما في الشكل (6 ـ 38) (أداة متعددة الضم صنع بيكر ـ هيوز).



الشكل (6 ـ 37) : أداة التوجيه الجيولوجي مع التسجيل البئري LWD أثناء الحفر من شركة شلمبرجيه.

قد يكون إرسال المعطيات من الحساسات إلى ذاكرة ضمن مجموعة قاع البئر أو من الحساسات إلى السطح. يتم الأخير عن طريق إرسال نبضة طَفلية عن بعد (mud pulse telemetry)، وهي طريقة ترسل بها المعطيات من الأداة في الزمن الحقيقي، أي فور الحصول على المعطيات. ترحل نبضات الضغط الموجبة والسالبة المولدة في الطَفلِة في قاع البئر عبر الطَفلِة (ضمن أنبوب الحفر) إلى السطح وتلتقط بواسطة محول طاقة (transducer) ضغط في مجرى التدفق. تتولد نبضات الضغط الموجبة بتمديد مكبس في فوهة صمّام الخنق (choke orifice)، مانعة الضغط بشكل لحظي (كما يظهر في أعلى الشكل 6 ـ 38)، وهي عملية تكرر لتوليد سلسلة معطيات ثنائية (binary data string) . تتولد نبضات الضغط السالبة بفتح صمّام جانبي (bypass valve) وطرد الطَفلِة إلى الحلقة، خافضة ضغط أنبوب الحفر بشكل لحظي.

إن معدل إرسال المعطيات هو دالة لتردد النبضة ومعدل الاختراق. تحصل الحساسات (sensors) على عيّنات المعطيات وترسلها بفواصل زمنية ثابتة، ولذلك يكون معدل أخذ العيّنات بالقدم هو دالّة لمعدل الاختراق. تسمح

الأدوات الحالية أخذ العيّنات في الزمن الحقيقي، ويماثل معدل الإرسال طبيعة أدوات التسجيل السلكية، طالما أن معدل الاختراق لا يتجاوز 100 قدم/ ساعة. إذا تقدم الحفر بشكل أسرع أو حدث تغيّر كبير في معدل الاختراق، قد يتطلب إعادة أخذ العيّنات بالعمق بشكل مقابل الفواصل الزمنية.



الشكل (6 ــ 38): أداة التسجيل البئري بنتاكومبو (Pentacombo) صنع بيكر ــ هيوز.

إن كمية المعطيات التي يمكن إرسالها في الزمن الحقيقي محدودة وتركز نحو الاستجابات المستخدمة في التوجيه الجيولوجي وقرارات الحفر الأخرى. يخزن طقم كامل من المعطيات في الذاكرة في قاع البئر، وتستعاد عند إخراج الأداة إلى السطح.

تزود الطاقة الكهربائية لأدوات التسجيل البئري أثناء الحفر إما من بطاريات تعمل في تجمع قاع البئر أو من مردد (alternator) مرتبط بعنفة (turbine) في مجرى الطَفلة.

أما فيما يتعلق بنوعية معطيات التسجيل واستجابة الأداة، فيمكن أن تكون أدوات التسجيل البئري أثناء الحفر وتقييم التسجيل أثناء الحفر بنفس جودة تلك المماثلة في التسجيل السلكي. مع ذلك فالقضية الكبرى عند المقارنة بين التقنيتين هي التحكم بالعمق (depth control). يقاس العمق السلكي على السطح بواسطة دولاب لف أمام أسطوانة الكبل، ويسجل طول الكبل الذي أنزل. يقاس عمق التسجيل البئري أثناء الحفر كـ «عمق الحفّارين (drillers depth)» حيث

يسجل الحفّار طول أنبوب الحفر الذي أنزل في البئر. يمكن أن تختلف أطوال الأنابيب الفردية، كما أن سجل الأنبوب (pipe tally) (سجل طول الأنبوب) ليس دقيقاً دوماً. إضافة إلى ذلك، قد يتغيّر طول الأنبوب الفعلي في بئر طويلة بناء على كمية الانضغاط أو الشد في الحبل. في الحالات التي قورنت بها سجلات التسجيل البئري أثناء الحفر والتسجيل السلكي، يمكن أن يكون فرق العمق عدة أمتار. تصمم حالياً شركات التسجيل البئري أثناء الحفر برمجيات ضبط العمق للتغلب على هذه المشكلة.

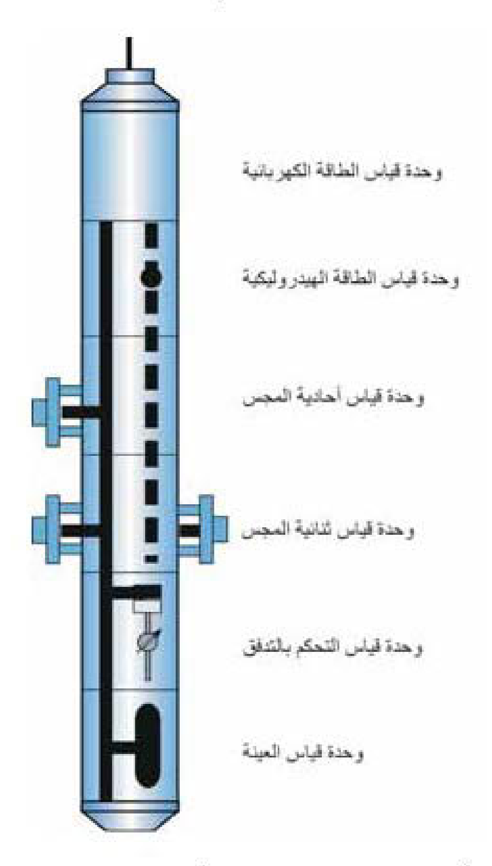
6 ـ 3 ـ 6 قياسات الضغط وأخذ عينات المائع Pressure measurements and fluid sampling

الهدف الشائع من برنامج جمع المعطيات هو الحصول على عيّنات المائع. إن تركيب النفط والغاز والماء المفصل مطلوب إلى درجة ما، تقريباً بكل نظام له علاقة بتطوير الحقل وإنتاجه.

إحدى طرائق أخذ عيّنات مائع خزّان وقياس ضغوط التشكّل في ظروف الخزّان وفي بئر غير مبطنة باستخدام أداة قياس ضغط المائع باستخدام فاحص ضغط الخزّان السلكي. يزود عدد من شركات التسجيل البئري السلكي مثل هذه الأداة تحت أسماء مثل فاحص التشكّل المتكرر (Repeat Formation Tester (RFT)) وفاحص التشكّل المتعدد (Formation Multitester (FMT))، تدعى كذلك لأنها قادرة على أخذ سلسلة من عيّنات الضغط في نفس جولة التسجيل. تدعى النسخ الحديثة من الأداة الفاحص الديناميكي المعدّل (Modular Dynamic Tester (MDT)) (أداة شلمبرجيه)، الظاهرة في الشكل (6 ـ 39) أو جهاز توصيف الخزّان (Reservoir Characterization Instrument (RCI)). تتضمن تقنية التسجيل البئري أثناء الحفر/تقييم التشكّل أثناء الحفر أدوات قياس ضغط المائع وحرارته.

توضع الأداة مقابل التشكّل الهدف وتستند إلى جدار البئر بِحَشْوَتَي تقوية أو بواسطة ثلاثة مجسات (تعتمد الصورة المستخدمة على متطلبات الفحص) تَسوق المجسات عبر كعكة الطَفِلة إلى التشكّل. يتم تخفيض الضغط في أحد المجسات وتتمّ ملاحظة انخفاض الضغط في المجسين الآخرين. سيُمَكّن هذا من تقدير النفوذية الشاقولية والأفقية، وبالتالي إشارة إلى لا تجانس الخزّان، وكذلك تسجيل ضغط المسام. بدلاً من ذلك، يمكن أخذ عيّنات من المائع. في

هذه الحالة، تحدد أداة مقاومية مدمجة متى يدخل مائع التشكّل (هيدروكربون أو ماء التشكّل) الذي لم يتلوث بالطَّفلة، إلى جهاز العيّنة. يمكن إعادة التدفق نحو مسام البئر حتى يتدفق المائع المطلوب فقط، وهكذا يتم التزود بمائع غير ملوث بالطَّفلة. يمكن التحكم بخفض الضغط من السطح، معززاً فرصة إحداث تدفق أحادي الطور بالحفاظ على خفض الضغط فوق نقطة التفقع.



الشكل (6 ـ 39): أداة الفحص الديناميكي المعدّل لقياس النفوذية (التضح).

يمكن تكرار قياس الضغط وإجراءات أخذ عيّنات المائع على أعماق عديدة في الخزّان.

في بعض الحالات، عندما تغزو موائع الحفر نطاقاً منخفض النفوذية جداً، يمكن أن يأخذ تعادل الضغط في التشكّل وقتاً طويلاً. يجب أن يقترب الضغط المسجل بواسطة الأداة من ضغط الطَّفلة وأعلى بكثير من ضغط التشكّل الحقيقي.

يدعى هذا التلقيم المفرط (supercharging). تشير الضغوط مفرطة التلقيم إلى تشكّل متراص، لكن ليست مفيدة في إنجاز تدرج ضغط المائع الحقيقي.

نوقش استخدام معطيات هذه الضغوط على أعماق متعددة لتعيين تدرجات المائع وسطوح التماس في الفقرة (6 ـ 2 ـ 8).

6 ـ 4 تفسير المعطيات Data interpretation

مقدّمة والتطبيق التجاري: تبحث هذا الفقرة في الطرائق الرئيسية المستخدمة لتحويل معطيات البئر الخام إلى معلومات مفيدة ـ معلومات لوصف الخزّان. يتجمع حجم هائل من المعطيات من الحفر والتسجيل البئري لبئر نمطية. يتطلب جمع المعطيات وتخزينها استثماراً ضخماً، لكن إن لم تعالج وتقدم بشكل مناسب لن تدرك القيمة الكامنة. يمكن أن يكون وصف خزّان أمراً بسيطاً فيما لو كان متوضعاً كغطاء سميك من الرمل، لكنه يصبح متزايد التعقيد حيث يوجد الهيدروكربون فيه، مثلاً، توضعات مصبات الأنهار (estuarine) أو الأرصفة. مع ذلك، وفي كل الحالات، هنالك قضيتان رئيسيتان يجب حلهما: أولاً، كم يحتوي الخزّان من النفط (الهيدروكربون في المكان الأول HCIIP)، وثانياً، كم من النفط يمكن استعادته (الاستعادة النهائية UR). هنالك عدد من الطرق لتعيين هذه الحجوم (سوف تشرح في الفصل السابع)، لكن المعاملات الفيزيائية الأساسية لوصف الخزّان تبقى نفسها:

- سماكة الخزّان الصافية.
- المسامية.
- الإشباع بالهيدروكربون.
- النفوذية.

يجب تحويل المعطيات الخام في كلّ دورة من حياة الحقل إلى معلومات مفيدة، لكن حتى يكون للمعلومات قيمة يجب أن تؤثر في اتخاذ القرار والربحية.

6 ـ 4 ـ 1 ترابط البئر Well correlation

يستخدم ترابط البئر لإنجاز وتصور الامتداد الجانبي وتغيّر معاملات البئر. لإجراء ترابط البئر نقسم التتابع الهدف إلى وحدات ليثولوجية (lithologic units)

ثم نتتبع تلك الوحدات أو المعادل لها جانبياً ضمن المنطقة المهتمين بها. كما رأينا سابقاً، تتحكم جيولوجية الخزّان وخاصة البيئة الترسيبية، إلى درجة ما بمعاملاته مثل نسبة الصافي إلى الإجمالي (N/G) والمسامية والنفوذية. . . إلخ.

هكذا، نستطيع بواسطة الترابط إنجاز التوجهات الجانبية والشاقولية لتلك المعاملات ضمن التشكّل بأكمله. يُمَكننا هذا من حساب حجوم الهيدروكربون في أجزاء مختلفة من الحقل، والتخمين بمعدلات الإنتاج والتحديد الأمثل لمواقع آبار التقييم والإنتاج. يستخدم عادة نوع وحيد من سجلات معطيات البئر لإنجاز الترابط. يحتاج أي تفسير ذي معنى إلى دعم من قبل المعطيات الباليونتولوجية (palaeontological data) (المستحاثات الدقيقة) والمعطيات البالينولوجية (palynological data) (غبار طلع النباتات). إن السجلات الأكثر استخداماً في الترابط هي أشعة غاما GR، والكثافة، والصوتية، والميل (dipmeter) وأدوات تصوير البئر. للعمل بمقياس تفصيلي، يجب معايرة هذه المنحنيات مع معطيات اللباب، كما هو موصوف أسفله.

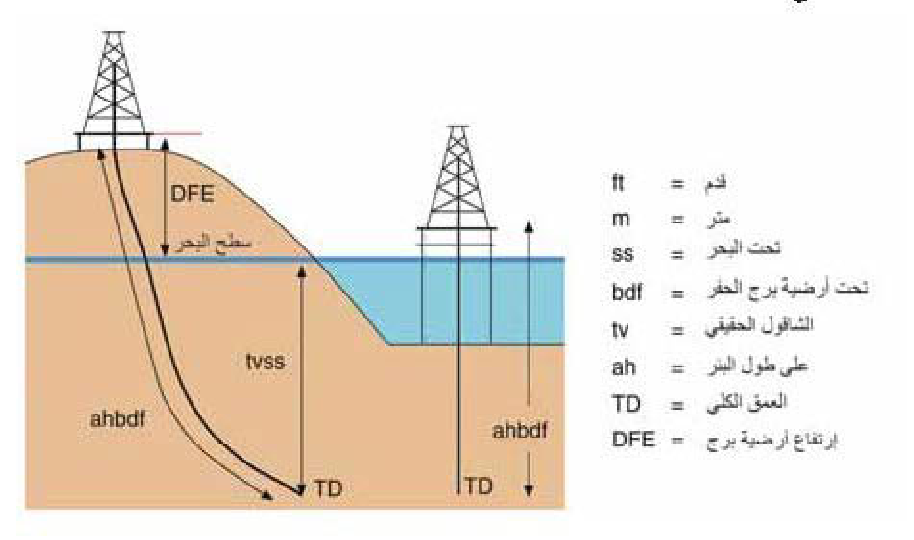
للعمل بمقياس أكبر، مثلاً بسياق إقليمي، تساعد الستراتغرافيا السيسمية بإنجاز ترابط موثوق. تطبق بجمعها مع مفهوم ستراتغرافية التتابع (sequence stratigraphy). أدخلت هذه التقنية في البداية من قبل بحوث إكسون (Exxon Research)، ومنذ ذلك الوقت تم تحسينها، مع التسليم بأن تغيّرات مستوى البحر العالمي يولّد عدم توافق يمكن أن يستخدم لتقسيم السجل الستراتغرافي (stratigraphic record). يعدل عدم توافق (unconformity) هذا بالمزيد من التغيّرات المحلية (نسبي) في مستوى البحر نتيجة الحركات التكتونية (tectonic movements) المحلية، والمناخ، والوقع الناتج من تزايد الرسوبيات. إن الثغرات الستراتغرافية الأكثر أهمية والمستخدمة في ستراتغرافية التتابع هي:

- تراجع سطوح الحت (erosion surfaces)، الناتجة من انخفاض سطح البحر.
- تقدم سطوح الحت، الناتجة من ارتفاع سطح البحر.
- سطوح الطوفان الأعظمي في أوقات المستوى «الأعلى» للبحر.

يؤثر مستوى البحر النسبي في كثير من البيئات الترسيبية الضحلة والشاطئية.

تكامل ستراتغرافية التتابع المعلومات الملتقطة من السيسمية، واللباب، والسجلات البئرية وأحياناً من التكشفات (exposures). في كثير من الحالات، ساهمت في زيادة فهم هندسة الخزّان وتغاير خواصه وحسنت الترابط بين وحدات الجريان المستقلة. برهن التتابع الستراتغرافي كذلك على أداة قوية للتخمين بوجود الخزّانات وتوزعها الإقليمي. على سبيل المثال، قد تشير سطوح التراجع البحري الضحلة إلى وجود مناطق العكر بقرب منطقة بحرية عميقة.

عند التحضير لترابط حقلي واسع «نظرة سريعة»، يجب تصحيح جميع السجلات البئرية بالنسبة إلى ميل البئر. يتم هذا بشكل روتيني ببرمجيات تستخدم العمق المقاس ((Measured Depth (MD)) تحت أرضية برج الحفر (على طول عمق البئر «تحت أرضية برج الحفر» «AlongHole depth» Below Derick Floor (AHBDF)) أو (MD)) والمسح الاتجاهي المكتسب لحساب العمق الشاقولي الحقيقي تحت البحر ((True Vertical Depth SubSee (TVSS)). هذه هي المسافة الشاقولية لنقطة تحت سطح مرجع شائع، على سبيل المثال، مرجع المخطّط ((Chart Datum (CD)) أو متوسط سطح البحر. يعطي الشكل (6 ـ 40) العلاقة بين قياسات العمق المختلفة.

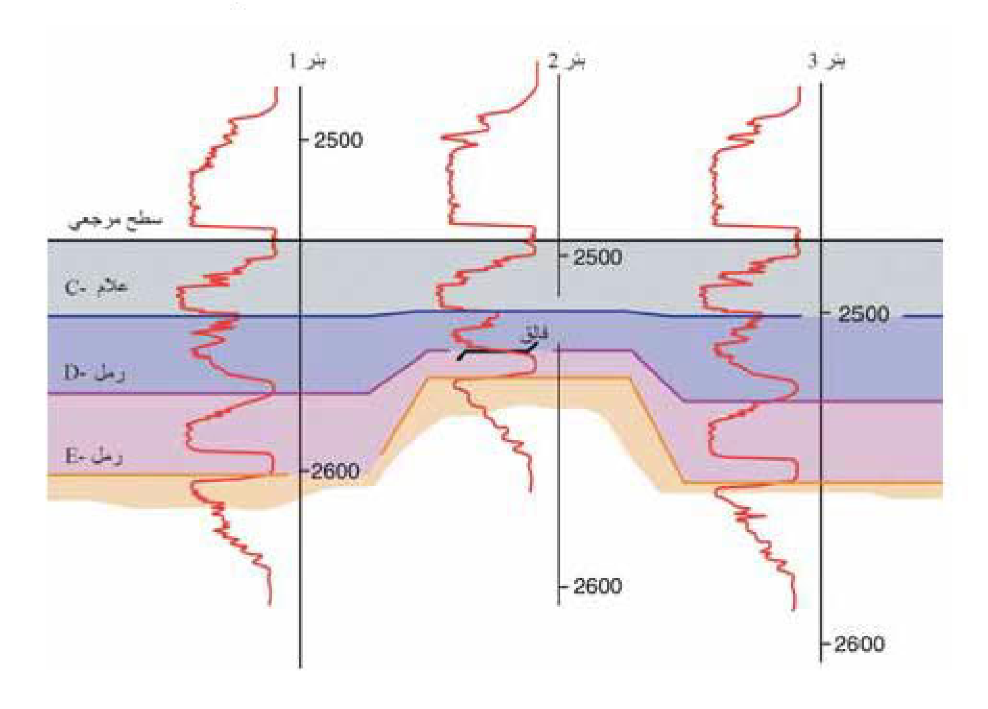


الشكل (6 ـ 40): قياسات العمق المستخدمة.

لبدء عملية الترابط، نأخذ مجموعة من السجلات ونختار مستوًى مرجعياً (datum plane). هذه علامة يمكن تتبعها عبر كل نقاط المعطيات (ثلاثة آبار في

مثال الشكل 6 ـ 41). يُمكن أن تكون طبقة طين صفحي مستمرة مستوى مرجعياً جيداً، لأنه يمكننا أن نفترض بأنها شكلت «سطحاً فيضياً (flooding surface)» غطى مساحة واسعة. لأن الطين الصفحي تُوضّع منخفض الطاقة، ويمكننا أن نفترض بأنه توضّع أفقي بشكل كبير، مغطّياً الرسوبيات تحته ومشكّلاً سطحاً مرجعاً حقيقياً.

فيما بعد، نضع جميع السجلات على خط مستقيم على المستوى المرجع، الذي أصبح الآن خطاً مستقيماً أفقياً. لاحظ أنه بفعل ذلك نُهمل كل الحركات البنيوية (structural movements) التي تعرض لها التتابع.



الشكل (6 ـ 41): ترابط المستوى المرجعي.

يمكننا الآن أن نربط كل «الحوادث» الواقعة تحت أو فوق المستوى المرجع بمقارنة استجابة السجل (log response). في كثير من الحالات، يكون الترابط غامضاً. حيث يوجد خيارين أو أكثر ممكنة للترابط، يمكن حل المشكلة بالتحقق فيما إذا كان التفسير منسجماً مع النموذج الجيولوجي والتحقق من تماشيه مع المعطيات الأخرى. مثلاً، يمكن أن تكون هذه معطيات الضغط التي

ستشير فيما إذا كان أو لم يكن الرمل في الآبار المختلفة متصلاً. في الحالات التي يصعب إنجاز ترابط، قد يكون مفيداً إنجاز تمنطق باليونتولوجي (palaeontological zonation) مفصل.

إذا فُقدَ الترابط، أي إذا لم يوجد تشابه بين أشكال سجلات بئرين (كما في البئر رقم 2 من مثالنا)، قد يكون ذلك لعدد من الأسباب:

- التصدع: تقاطعت البئر مع فالق وفقد جزء من التتابع.

قد يسبب التصدع أيضاً مضاعفة التشكّلات!

- عدم توافق: تعرضت أجزاء من التتابع للحت.

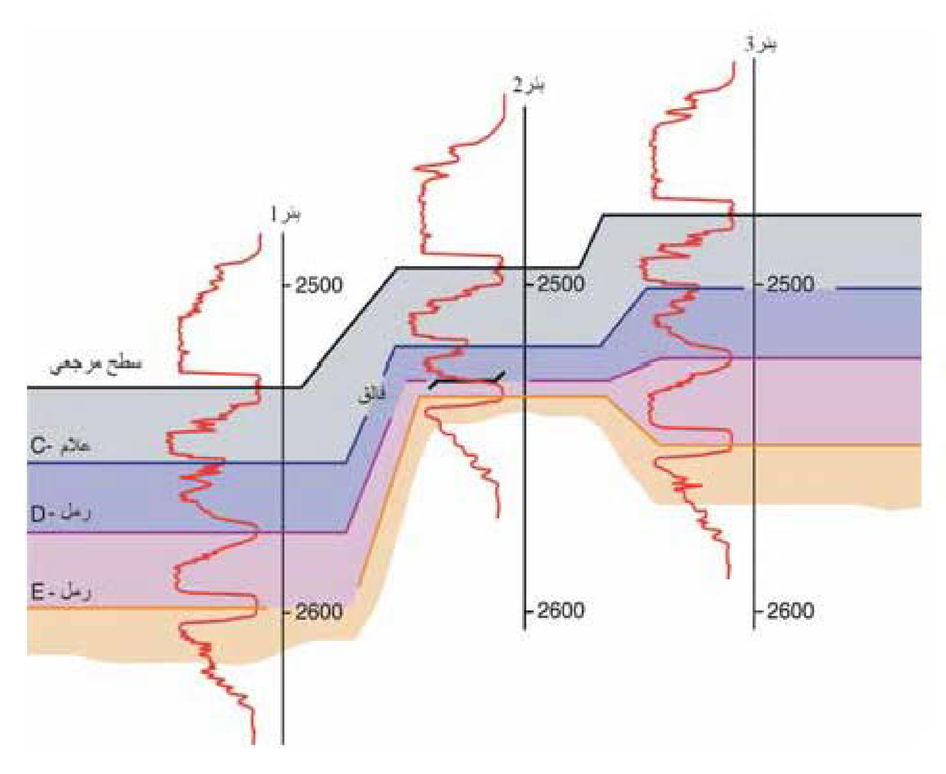
تحتاج هذه الحوادث إلى تسجيلها على لوحة الترابط. وفي حال الفوالق، يجب حساب سماكة الفقدان أو الانقطاع.

يجعل الترابط على لوحة ورقية أسهل إذا وضع سجل نوعي (type log) لتتابع نمطي وكامل للمنطقة. إذا توفر هذا السجل على ورقة شفافة، يمكن مقارنته، بسهولة، بالنسخة الورقية الموجودة تحته. إن السجلات النوعية سهلة التعامل معها أيضاً، إذا وجب توثيق تطوير الخزّان في تقارير أو عروض.

لجعل نتائج الترابط قابلة للتطبيق في عملية تطوير الحقل، فقد يُرغب بعرض الوحدات المترابطة في موقعها البنيوي الحقيقي. على سبيل المثال، إذا خُطط لحقن الماء في الحقل، يجب دخول الماء إلى البنية في أو تحت حد تماس النفط مع الماء، ثم يتحرك نحو الأعلى.

لذلك يجب أن تُظهر لوحة الترابط المرئية تطور الرمل بنفس الاتجاه. لذلك، يتم عرض كافة خطوط العلامات على اللوحة موصولة إلى عمقها الشاقولي الحقيقي تحت البحر TVSS (الشكل 6 ـ 42) ويدعى هذا ترابطاً بنيوياً (structural correlation).

إذا كان مناسباً، قد تحتوي لوحات الترابط معلومات إضافية مثل البيئات الترسيبية، المساميات والنفوذيات، الإشباع، الأوصاف الليتولوجية والمؤشّرات التي تم أخذ العيّنات اللبابية من فواصلها.

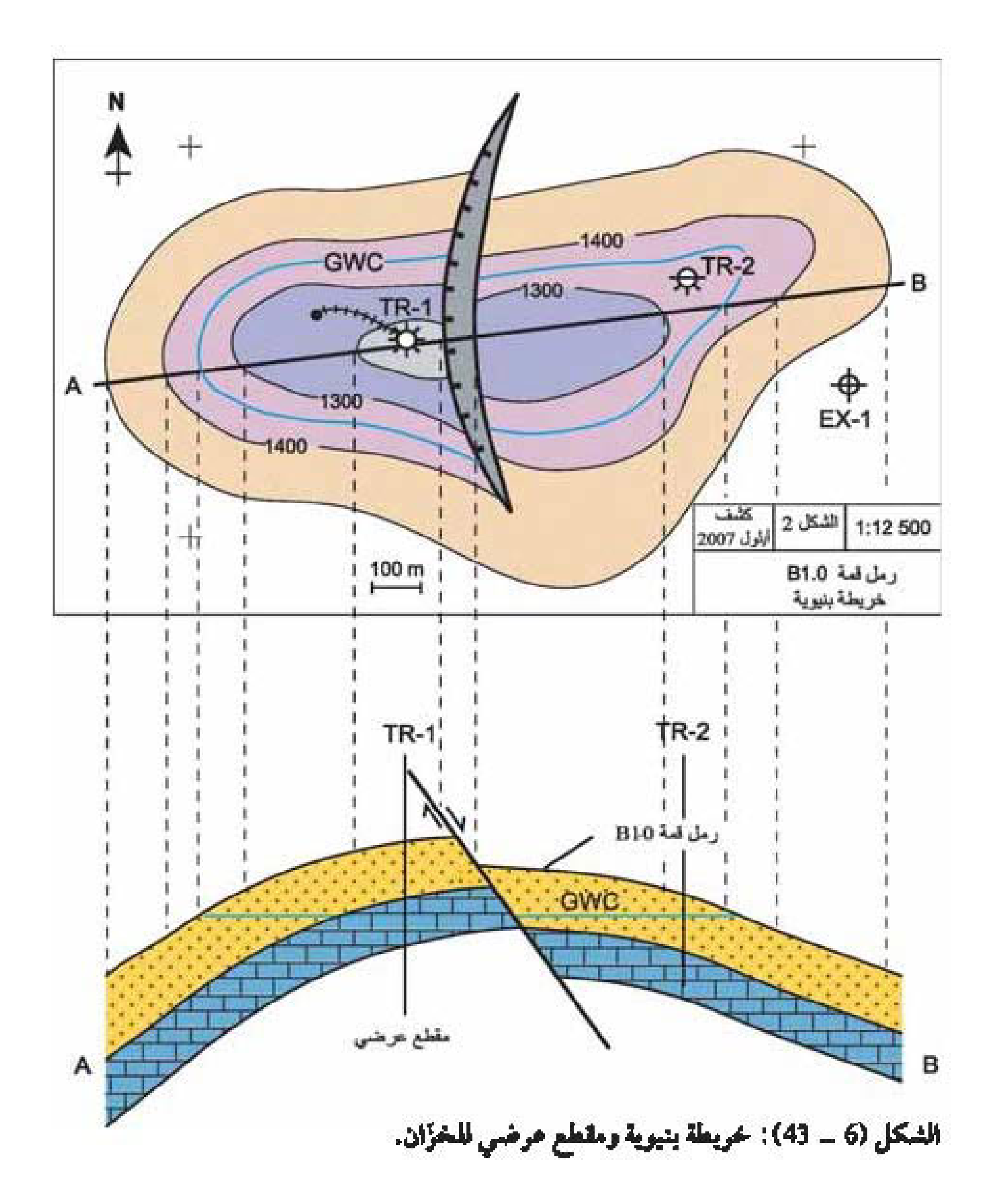


الشكل (6 ـ 42): ترابط بنيوي.

6 ـ 4 ـ 2 الخرائط والمقاطع Maps and sections

بعد جمع معطيات الخزّان وتقييم المعطيات ذات الصلة بالخزّان، من المستحسن عرض هذه المعطيات بطريقة تسمح برؤية سهلة لحالة ما تحت السطح. يمكن، بوجود محطّة عمل (workstation)، بسهولة توليد صورة ثلاثية الأبعاد للخزّان، تعرض تنوّعاً من المعاملات، مثلاً، سماكة الخزّان وإشباعه. يجب أن تكون كافة التحققات (realisations) متماشية مع النموذج الجيولوجي.

لدينا كافة الخرائط المستخدمة لتوجيه أنفسنا في منطقة على اليابسة. وبطريقة مماثلة تسمح لنا خريطة خزّان بإيجاد طريقنا عبر حقل نفط أو غاز إذا، مثلاً، أردنا تخطيط مسار بئر أو إذا أردنا رؤية أين تقع أفضل رمال. مع ذلك، تصف الخرائط سطح المنطقة فقط. للحصول على البعد الثالث، نحتاج إلى مقطع يقطع عبر السطح. هذا هو عمل المقطع العرضي (cross-section). يظهر الشكل (6 ـ 43) خريطة خزّان والمقطع العرضي الموافق.



الشكل (6 ـ 43): خريطة بنيوية ومقطع عرضي للخزّان.

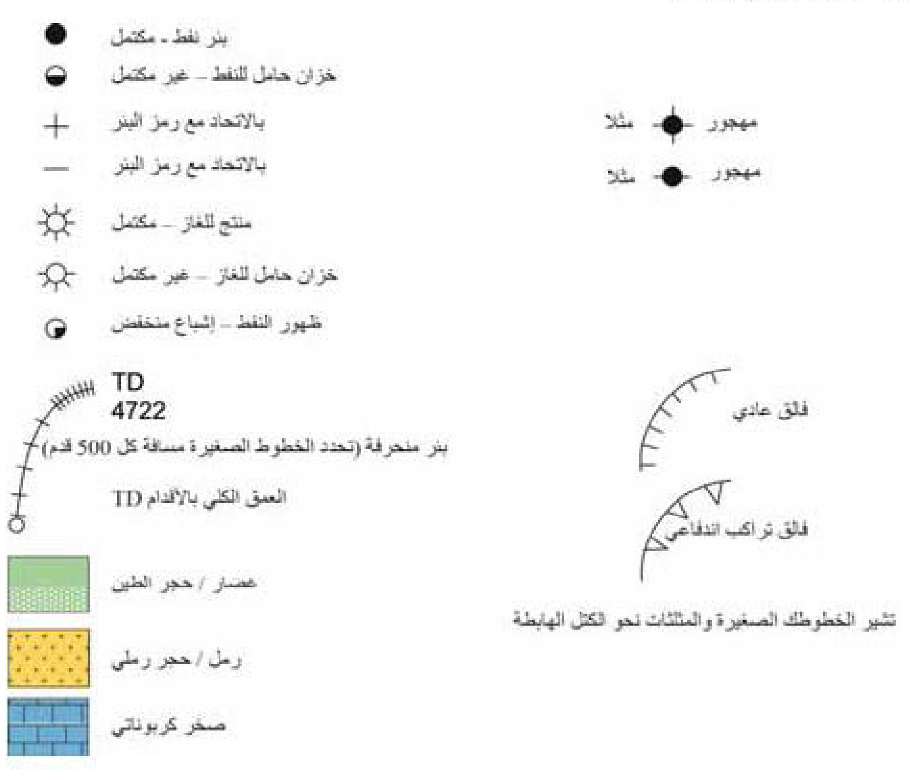
الخرائط البنيوية (structural maps) وخرائط نوعية الخزّان reservoir (quality maps) هي الخرائط الأكثر مرجعية في تطوير الخزّان. وعادة يتم تركيب مجموعة من الخرائط لكلّ وحدة صرف (drainage unit).

لبناء مقطع كالظاهر في الشكل (6 ـ 43)، هناك حاجة إلى وجود مجموعة من الخرائط (واحدة لكلّ مستوى).

تظهر الخرائط البنيوية قمة (وأحياناً قاعدة) سطح الخزّان تحت المستوى

المرجع. وقيم العمق هي دوماً العمق الشاقولي الحقيقي تحت سطح البحر. يمكن القول بأن خطوط تسوية خريطة بنيوية تقدم صورة لطبوغرافية ما تحت السطح. وتظهر شكل وامتداد التجمعات الهيدروكربونية، وتشير إلى ميل البنية واتجاهها. يعرف الميل (dip) بأنه الزاوية التي يصنعها مستوي مع الأفق، وهي عمودية على الاتجاه (strike) الذي يمر على طول المستوي.

المعلومات الأخرى التي يمكن الحصول عليها من مثل هذه الخرائط هي مواقع الفوالق ووضع الآبار ومواقعها، ومواقع حدود تماس المائع. يظهر الشكل (6 ـ 44) بعض رموز الخرائط الأكثر استخداماً. تستخدم الخرائط البنيوية في تخطيط نشاطات التطوير مثل المسارات/ الأهداف (trajectories/targets) وتقدير الاحتياطيات.



الشكل (6 ـ 44): الرموز المستخدمة في الخرائط والمقاطع تحت السطحية.

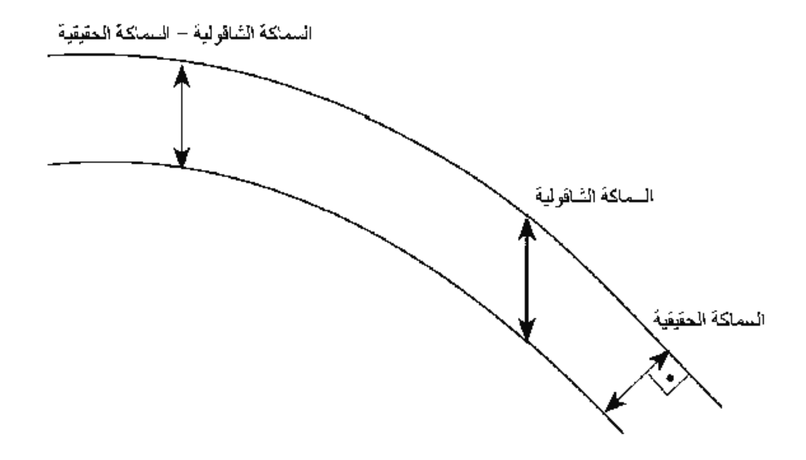
تستعمل خرائط نوعية الخزّان لتوضيح التوزع الجانبي لمعاملات الخزّان مثل الرمل الصافي، المسامية أو سماكة الخزّان. من المهم معرفة إذا كانت

قيم السماكة هي السماكة الشاقولية (isochore) أو السماكة الحقيقية (isopach) (انظر الشكل 6 ـ 45). السماكة الشاقولية مفيدة إذا رسمت خطوط تساوي الخصائص العائدة إلى عمود المائع، مثل الرمل النفطي الصافي Net Oil Sand) (NOS)). تستخدم خرائط السماكة الحقيقية للدراسات الترسيبية، مثلاً، لإظهار الترقق الجانبي لجسم رملي. في حالات الميل البنيوي المنخفض (< 12°)، تصبح السماكة الشاقولية هي نفسها السماكة الحقيقية.

بإضافة أو طرح خرائط المعامل (parameter maps) (انظر الشكل 7 ـ 3) يمكن الحصول على معلومات إضافية. فهي تظهر توجهات (trends) في المعاملات وتستخدم للوصول بتطوير الاحتياطيات وإدارتها إلى المستوى الأمثل.

نظراً إلى طبيعة معطيات تحت السطح، تكون الخرائط والمقاطع نماذج أو تقاريب من الحقيقة، وتحتوي دوماً على درجة من الشك (uncertainty). إن تخفيض هذا الشك هو أحد مهام علماء الجيولوجيا، وسوف يناقش في الفقرة (7 ـ 2) من الفصل السابع.

يمكن رسم الخرائط باليد أو ببرمجيات الرسم الحاسوبي. لقد أصبح الأخير معيارياً. مع ذلك، يجب الحذر لأن عملية رسم الخرائط تمثل النموذج الجيولوجي. قد تتطلب المناطق المعقدة جداً تداخلاً يدوياً للخرائط التي يمكن رقمنتها لاحقاً.

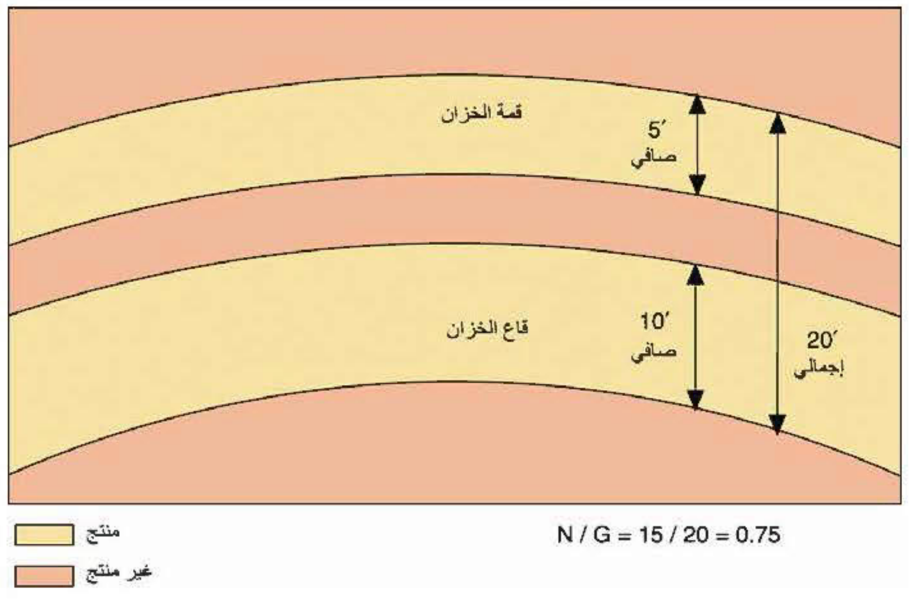


الشكل (6 ـ 45): السماكة الشاقولية والحقيقية.

6 ـ 4 ـ 3 نسبة الصافي إلى الإجمالي Net to gross ratio

يوجد في كل خزّانات النفط والغاز تقريباً طبقات لا تحتوي أو لن تنتج أية موائع. قد لا تحتوي هذه الطبقات على مسامية أو نفوذية محدودة وتعرف بشكل عام كـفواصل «غير خازنة» «(non-reservoir intervals)». يطلق على سماكة صخر الخزّان المنتجة (الصافي (net)) ضمن السماكة الكلّية (الإجمالي (gross)) تعبير نسبة الصافي إلى الإجمالي (N/G).

الطريقة الأكثر شيوعاً في تحديد نسبة الصافي إلى الإجمالي باستخدام سجلات أشعة غاما السلكية. يمكن تمييز الطبقات غير المنتجة مثل الطين الصفحي عن التشكّل (غير الطيني) بقياس مستويات الإشعاع الطبيعي ومقارنتها على طول البئر. يحتوي الطين الصفحي على كميات صغيرة من المواد المشعة مثل الثوريوم والبوتاسيوم واليورانيوم التي لا توجد عادة في صخور خزّان نظيف، ولذلك تشير مستويات الإشعاع الطبيعي العالية إلى وجود الطين الصفحي، واستنتاجاً إلى طبقات التشكّل غير المنتجة (الشكل 6 ـ 46).

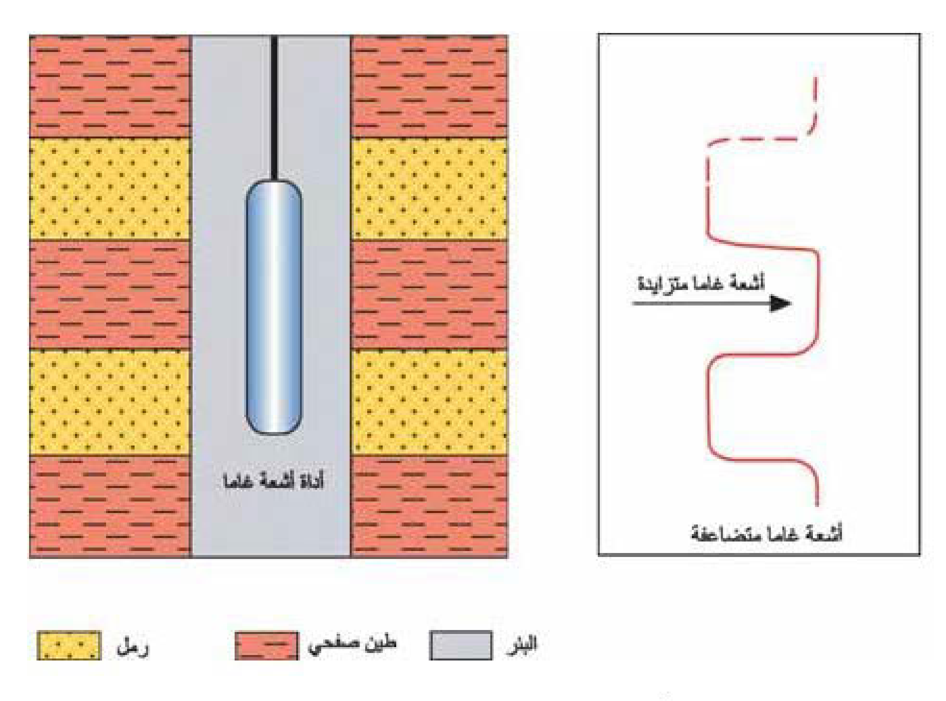


الشكل (6 ـ 46): نسبة الصافي إلى الإجمالي.

إذا تم تحديد «خط رمل (sand line)» (صفر٪ طين صفحي) و«خط طين صفحي» (100٪ طين صفحي) من سجل أشعة غاما، يمكن استخدام حد فاصل

لـ 50٪ طين صفحي لتمييز الفواصل الخازنة من غير الخازنة. يستخدم أحياناً هذا النوع من الحد الفاصل لتقييم السجل الأولي ويقوم على فرض أن نفوذية الخزّان تدمر حالما يحتوى الصخر على أكثر من 50٪ من الطين الصفحي (الشكلان 6 ـ 47 و6 ـ 48).

تشمل السجلات المستخدمة لتحديد نسبة الصافي إلى الإجمالي سجل الكمون الذاتي (Spontaneous Potential (SP)) والميكرولوغ (microlog)، التي تميز الفواصل النفوذة من غير النفوذة. يمكن إنجاز نسبة الصافي إلى الإجمالي في الصخور المعقدة جيولوجياً باستخدام توليفة من سجلي استجابة الكثافة (density log) والنيوترون (neutron log). يمكن أيضاً قياس نسبة الصافي إلى الإجمالي مباشرة من العيّنات اللبابية، إذا وجد تباين ظاهر بين الفواصل الخازنة وغير الخازنة، أو من قياسات النفوذية للعيّنات اللبابية، فيما إذا كانت تغطية العيّنات كافية. إن قياس العيّنات المباشر مهم في الصخور المرققة (laminated)، حيث طبقات الطين الصفحي والرمل فوقها رقيقة جداً، ولأنه يصعب حساب نسبة الصافي إلى الإجمالي من السجلات.



الشكل (6 ـ 47): سجل أشعة غاما.

إن نسبة الصافي إلى الإجمالي ليست ثابتة عادة عبر الخزّان وقد تتغيّر خلال مسافة قصيرة جداً من 1 (100٪ خازنة) إلى صفر (غير خازنة) في بعض البيئات الترسيبية. تتطلب الخزّانات منخفضة أو غير الممكن التوقع بنسبة الصافي إلى الإجمالي فيها عدداً كبيراً من الآبار للوصول إلى الاحتياطي، وبالتالي أكثر كلفة للتطوير.

الشكل (6 ــ 48): تفسير سجل أشعة غاما.

6 ــ 4 ــ 4 المسامية Porosity

يمكن قياس مسامية الخزّان مباشرة من العيّنات اللبابية أو بشكل غير مباشر من السجلات. مع ذلك، نظراً إلى أن توزيع العيّنات اللبابية غير كامل، أصبح التسجيل البئري هو الطريقة الشائعة الأكثر استخداماً، وتقارن النتائج بمسامية العيّنات اللبابية المقاسة عند توفر اللباب.

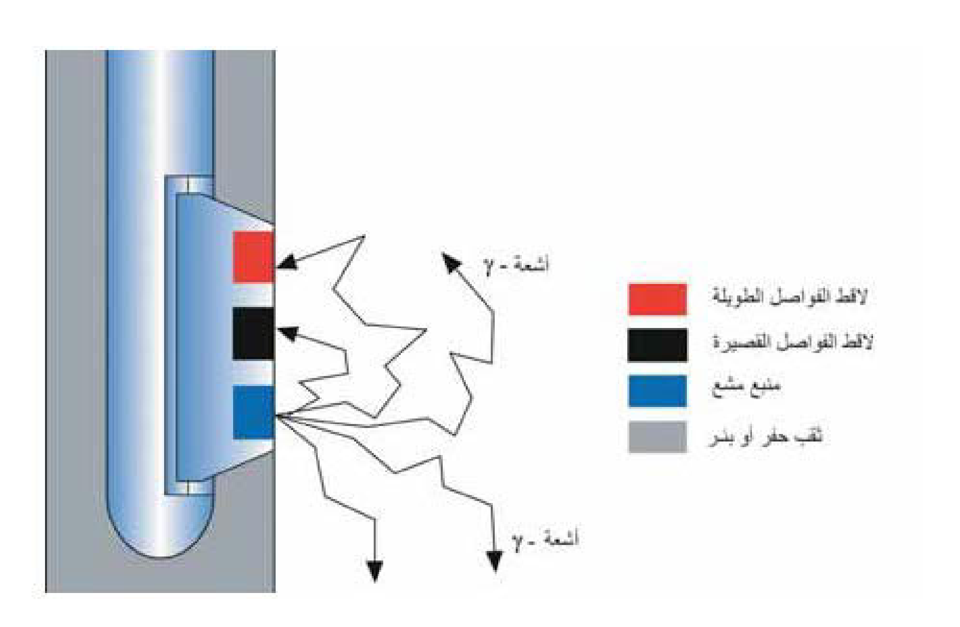
إن سجل كثافة التشكّل هو الأداة الرئيسية لقياس المسامية. فهو يقيس الكثافة الحجمية لحجم صغير من التشكّل أمام أداة التسجيل البئري (logging tool)، وهو مزيج من الفلزات والموائع. إذا كانت كثافات النسيج الصخري والمائع

معروفة، يمكن تحديد الحجوم النسبية للصخر والمائع (وبالتالي المسامية) (الشكل 6 ـ 49).

أداة الكثافة مصنوعة بحيث توجه أشعة غاما متوسطة ـ الطاقة من منبع مشع إلى التشكّل. تفاعل هذه الأشعة مع التشكّل بعملية تدعى تبعثر أو استطارة كومتون (Compton scattering)، حيث تفقد أشعة غاما جزءاً من الطاقة في كل مرة تصطدم مع إلكترون. يتناسب عدد أشعة غاما الواصلة إلى اللاقط في الأداة عكساً مع عدد الإلكترونات (أو كثافة الإلكترونات) في التشكّل، المرتبط بالكثافة الحجمية للتشكّل. يدل تعداد أشعة غاما المنخفض على كثافة إلكترونات عالية (وحجم)، وبالتالي مسامية منخفضة.

إن الكثافة الحجمية المقاسة بأداة التسجيل البئري هي المتوسط الموزون لكثافات النسيج الصخري والمائع. بحيث يكون:

$$\rho_b = \rho_f\Phi + \rho_{ma}(1-\Phi)$$

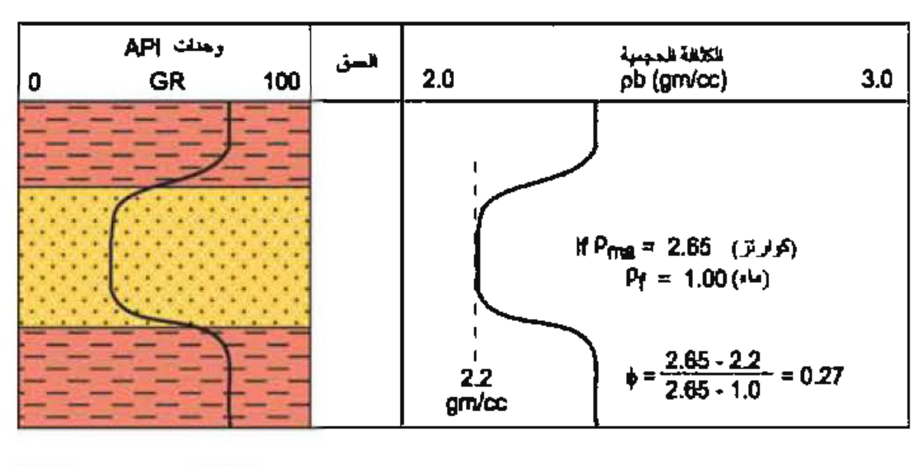


الشكل (6 ـ 49): قياس كثافة التشَكُّل (Formation).

يمكن قراءة الكثافة الحجمية للتشكّل (ρ_b) مباشرة من سجل الكثافة (الشكل 6-50) وتوجد كثافة (النسيج ρ_{ma}) وكثافة المائع (ρ_f) في جداول

خاصة، بفرض أننا حددنا مسبقاً الليثولوجيا[*] (Lithology) والمحتوى المائع من قياسات أخرى. يمكن إعادة ترتيب المعادلة وحساب المسامية ($\emptyset$) كما يلي:

$$\emptyset = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$



طين صفحي   رمل

الشكل (6 ـ 50): حساب المسامية من سجل الكثافة.

تشمل أدوات التسجيل البئري الأخرى التي يمكن استخدامها لتحديد المسامية هي النيوترون (neutron)، والصوتي (sonic)، والرنين النووي المغنطيسي ((Nuclear Magnetic Resonance NMR). يشبه تصميم أداة النيوترون تصميم أداة الكثافة ما عدا أنها تستخدم النيوترون بدلاً من أشعة غاما. تتباطأ النيوترونات أثناء مسيرها في التشكّل ويلتقط بعضها. من بين عناصر الخزّان الشائعة، لدى الهيدروجين قوة الإيقاف العظمى. يشير معدل تعداد العداد المنخفض إلى وجود عدد كبير من جزيئات الهيدروجين في التشكّل، وبما أن الهيدروجين موجود في الماء والنفط بكميات متماثلة، يعني مسامية عالية.

بما أن أداة النيوترون تستجيب للهيدروجين، يمكن استخدامها للتمييز بين الغاز والموائع (النفط والماء) في التشكّل. يحتوي حجم محدد من الغاز عدداً

(*) الليثولوجيا: علم وصف الصخور (العلم الذي يدرس الصفات الفيزيائية للصخور).

من جزيئات الهيدروجين أقل بكثير مما يحويه حجم مماثل من النفط أو الماء (تحت نفس الضغط)، ولذلك ستسجل المسامية النيوترونية (بفرض أن الأداة تبحث عن امتلاء التشكّل بالمائع) مسامية منخفضة. يشير، أحياناً، الانخفاض الظاهري الكبير في المسامية في المقطع العلوي من فاصل متجانس من الخزّان إلى الدخول إلى تشكّل حامل للغاز.

تقيس الأداة الصوتية الزمن اللازم لموجة صوتية للمرور عبر التشكّل. تنتشر الأمواج الصوتية في التشكّل عالي الكثافة (أي منخفض المسامية) بسرعة أكبر من التشكّل منخفض الكثافة (عالي المسامية). يمكن تحديد الكثافة بقياس زمن مسير الموجة الصوتية للرحيل بين المرسل والمستقبل، فيما إذا كان النسيج الصخري والمائع معروفين.

ترصف أداة الطنين النووي البروتوني بروتونات الهيدروجين ثم تقيس الزمن اللازم لتلاشي هذا التراصف. توجد بروتونات الهيدروجين في الخزّان بشكل رئيسي في المائع، إمّا في الماء أو الهيدروكربون في الفراغ المسامي. تتناسب سرعة التلاشي مع حجم المسام. لذلك لا تحدد أداة الطنين النووي البروتوني المسامية فقط، لكن تشير أيضاً إلى توزع حجوم المسام.

6 ـ 4 ـ 5 **الإشباع بالهيدروكربون** Hydrocarbon saturation

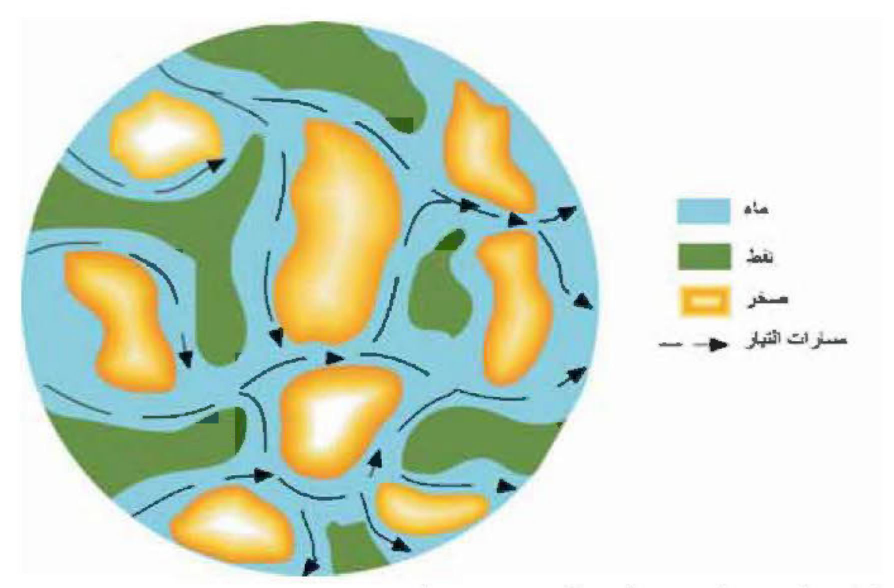
كل الخزّانات تقريباً كانت حاملة للماء قبل غزو الهيدروكربون. عند هجرة الهيدروكربون إلى المصيدة أزاح الماء من الخزّان، لكن ليس كلياً. بقي الماء محجوزاً في مجازات مسامية ضيقة وفي الفراغ المسامي. طوّر أرشي (Archie) في عام 1942، معادلة تصف العلاقة بين الناقلية الكهربائية لصخر الخزّان وخصائص منظومة المسام والمائع المسامي (الشكل 6 ـ 51).

وضعت العلاقة بناء على عدد من الملاحظات، **أولاً**، ذلك أن ناقلية (C_o) (conductivity) عيّنة تشكّل حامل للماء تعتمد بشكل أساسي على ناقلية ماء المسام (C_w) وتوزع المسامية (Φ) (لأن نسيج الصخر (rock matrix) لا ينقل الكهرباء) حيث إن:

$$C_o = \Phi^m C_w$$

توصف منظومة المسام بالحجم الجزئي للفراغ المسامي (المسامية الجزئية (fractional porosity))، وشكل الفراغ المسامي الممثل بـ m المعروفة

بأس السمنتة (cementation exponent). يصف أس السمنتة تعقيد منظومة المسام، أي صعوبة إيجاد التيار الكهربائي لممر عبر الخزّان.



الشكل (6 ـ 51): مرور التيار الكهربائي عبر الخزّان.

ثانياً، يمكن ملاحظة أنه عند إزاحة الماء (غير ناقل) بواسطة النفط من منظومة المسام، تقل الناقلية (C_t) لعيّنة خزّان حامل للنفط. عندما يتناقص الإشباع بالماء (S_w) كذلك الناقلية الكهربائية (electrical conductivity) للعيّنة، بحيث إن:

$$C_t = S_w^n \emptyset^{\mathrm{m}} C_w$$

يمكن اعتبار الحجم الجزئي للماء S_w وأس الإشباع (saturation exponent) n كتعبير عن الصعوبة المتزايدة التي يعانيها التيار الكهربائي بالمرور عبر عيّنة مملوءة جزئياً بالنفط. (ملاحظة: C_o هي حالة خاصة من C_t عندما تكون العيّنة حاملة كلياً للماء $C_o = C_t$).

من الناحية العملية، كثيراً ما تستخدم أدوات التسجيل البئري لقياس مقاومية التشكّل (formation resistivity)، بدلاً من النفوذية، لذلك تحول المعادلة السابقة عادة إلى التعبير التالي:

$$R_t = S_w^{-n} \emptyset^{-\mathrm{m}} R_w$$

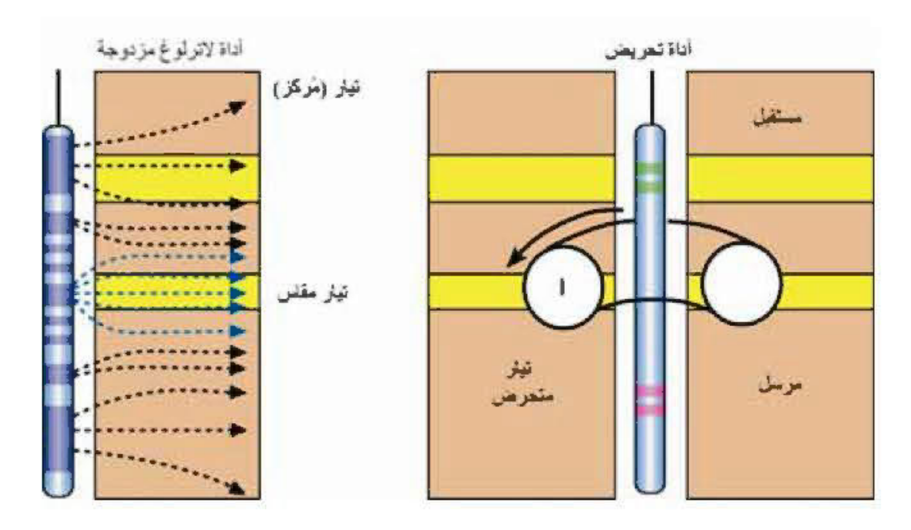
حيث R_t مقاومية التشكّل (أوم.متر)، S_w الإشباع بالماء (جزء)، المسامية (جزء)، (جزء)، R_w مقاومية الماء (water resistivity) (أوم.متر)، m أس السمنة و n أس الإشباع.

مقاومية التشكّل، تقاس باستخدام أداة تسجيل بئري، وتحدد المسامية من التسجيلات البئرية أو العيّنات اللبابية، ويمكن تحديد مقاومية الماء من التسجيلات البئرية في مقاطع مشبعة بالماء أو تقاس على عيّنات. في مجال واسع من الخزّانات، يمكن أن تؤخذ أسس الإشباع والسمنتة كـ $m = n = 2$ ما بقي مجهولاً هو الإشباع بالماء، ويمكن ترتيب المعادلة بحيث تصبح:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{R_w}{Ø^m R_t}}$$

والإشباع بالهيدروكربون (جزء) $S_h = 1 - S_w$

إن الطريقة الأكثر شيوعاً لتحديد مقاومية التشكّل، وبالتالي تحديد الإشباع بالهيدروكربون هي التسجيل بأداة المقاومية مثل لاترلوغ (laterlog). صُمِّمَت الأداة بحيث تجبر التيار الكهربائي على المرور عبر التشكّل القريب من البئر وتسجيل فرق الكمون عبر الحجم المدروس. مع هذه المعلومات يمكن حساب مقاومية التشكّل وإخراج كل قدم كسجل مقاومية (الشكل 6 ـ 52).



الشكل (6 ـ 52): قياسات المقاومية باستخدام اللاترلوغ.

تحتاج أداة اللاترلوغ إلى بيئة ناقلة كهربائياً لتعمل. لذلك تستخدم مع

الطَفلِة نفطية الأساس أنواع أخرى من الأدوات. الأداة الأكثر شيوعاً هي أداة سجل التحريض (Induction log tool) التي تقوم على مبادئ اكتشاف الألغام. تحرض وشيعة إرسال تيارات في التشكّل وتقوم بدورها بتحريض تيار في وشيعة الاستقبال.

تستخدم معظم أدوات المقاومية في تقييم التشكّل أثناء الحفر مقاومية الأمواج الكهرومغنطيسية ((Electro-Magnetic (EM))، لأن الإشارة لا تتأثر بأطواق الحفر الفولاذية DCs. تكون الموجة الكهرومغنطيسية تابعاً للناقلية والمسافة. تملك الأداة لاقطين معروفي التباعد، لذا يمكن استنتاج الناقلية (عكس المقاومية). وجد حديثاً المزيد من أدوات المقاومية وهي أجهزة صفيفة (array devices)، تقيس المقاومية على مسافات مختلفة ضمن التشكّل. إضافة إلى ذلك، توجد أدوات تقيس المقاومية ثلاثية الأبعاد، وتستخدم في الصخور القاعية الرقيقة.

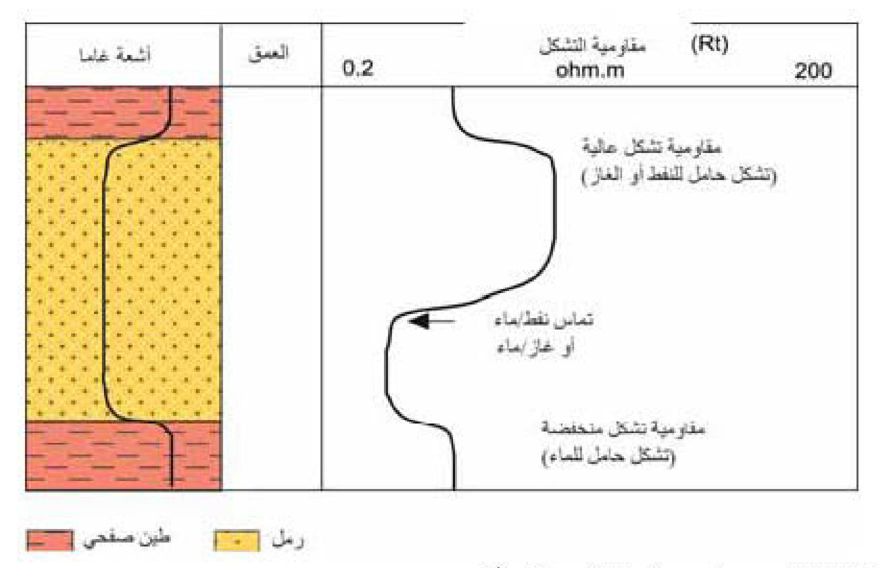
يمكن أيضاً استخدام سجل المقاومية في تعيين حدود التماس نفط ـ ماء أو غاز ـ ماء. يظهر الشكل (6 ـ 53) أنه يمكن تحديد تماس المائع كنقطة تبدأ بها المقاومية بالازدياد في فاصل (Interval) من الخزّان، وتشير إلى وجود الهيدروكربون فوق هذه النقطة.

6 ـ 4 ـ 6 النفوذية (النضوحية) Permeability

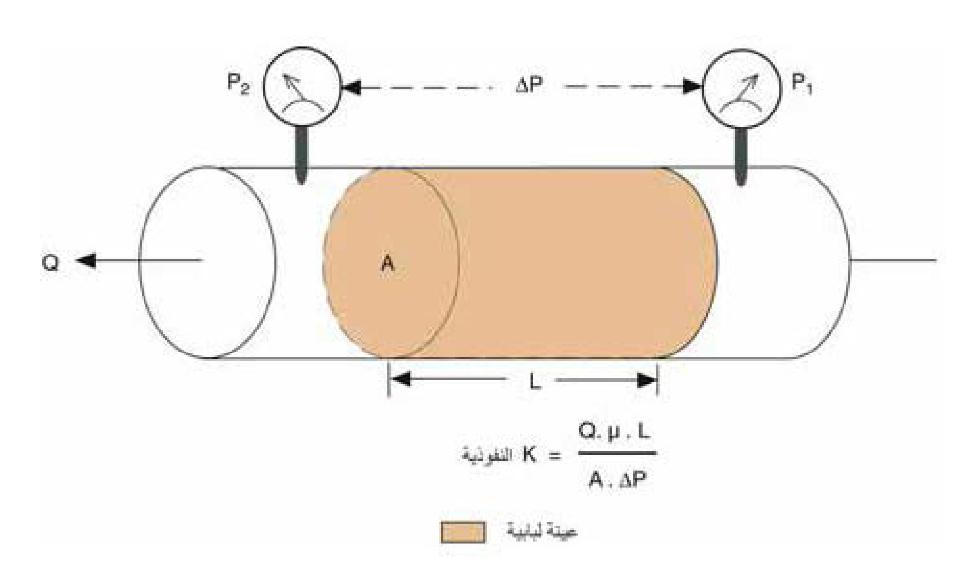
تستخدم كل المعاملات التي نوقشت سابقاً لحساب حجم الهيدروكربون في الخزّان. نفوذية التَشكُّل (formation permeability) هي قياس للسهولة التي يمكن للموائع أن تمر بها عبر الخزّان، لذا فالحاجة إليها لتقدير إنتاجية البئر، وإنجاز الخزّان والهيدروكربون القابل للاستعادة.

يمكن قياس نفوذية التشكّل حول البئر مباشرة من العيّنات اللبابية المأخوذة من الخزّان، أو من اختبار البئر (انظر الفقرة 10 ـ 4 من الفصل العاشر)، أو بشكل غير مباشر من السجلات (تقديراً).

للقياس المباشر من العيّنة اللبابية، توضع العيّنة ضمن حامل ويمرر غاز عبر العيّنة اللبابية. ينخفض الضغط عبر العيّنة اللبابية ويقاس معدل التدفق. يمكن حساب النفوذية، فيما إذا عرفت لزوجة الغاز (μ) وأبعاد العيّنة، باستخدام معادلة دارسي (Darcy Equation) الظاهرة في الشكل (6 ـ 54).



الشكل (6 ــ 53): سجل المقاومية للمتشكّل.



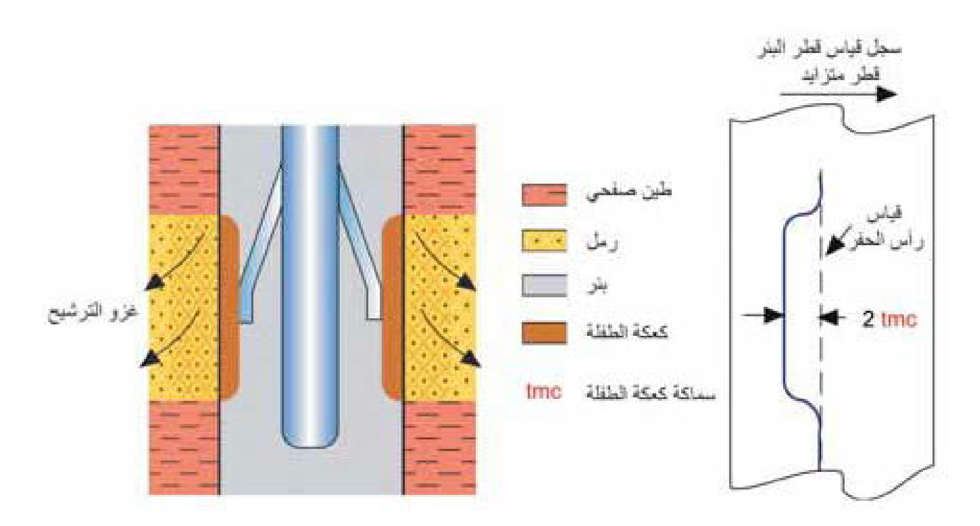
الشكل (6 ــ 54): قياس نفوذية العينة اللبابية.

تقاس النفوذيات على عيّنات لبابية صغيرة، لكن برغم كونها دقيقة قد لا تكون ممثلة للخزّان. يمكن أن يسمح أخذ متوسط عدد من العيّنات بإجراء مقارنة بنفوذيات اختبار البئر.

يمكن تمييز الفواصل النفوذة (permeable intervals) من عدد من قياسات

أداة التسجيل البئري. والأكثر شيوعاً منها هي أداة المسماك (قياس قطر البئر) (caliper tool). تستخدم أداة المسماك لقياس قطر البئر، في حفرة معيارية، وهو تابع لحجم رأس الحفر ولسماكة كمكة الطَفلة. تتجمع كمكة الطَفلة على المقاطع النفوذة من البئر، حيث غزا راشح الطَفلة التشكّل والتصقت جوامد الطَفلة (mud solids) (الحبيبات الكبير جداً بحيث لا تستطيع دخول منظومة مسام التشكّل)، على جدار البئر. لذا يدل وجود الطَفلة على وجود النفوذية.

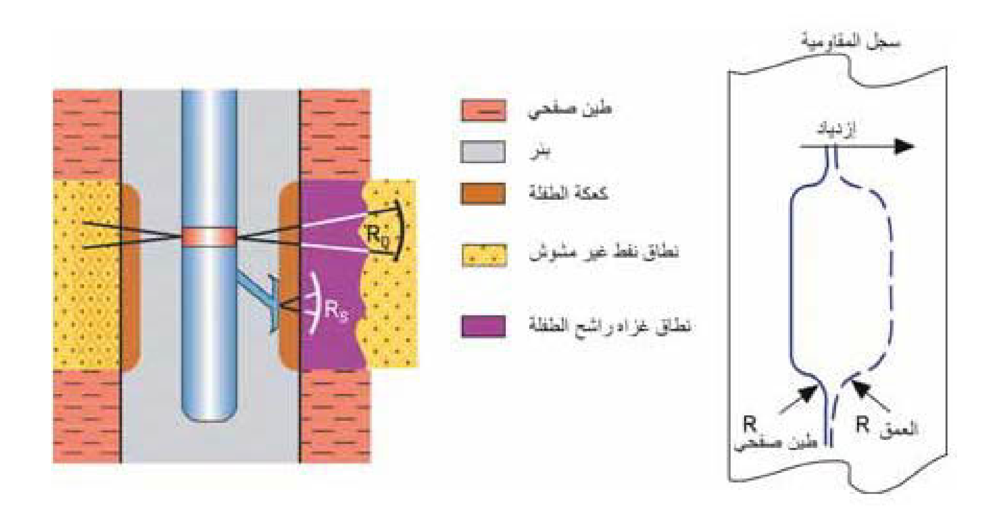
ينحصر غزو راشح الطَفلة عادة إلى مدى عدة إنشات في التشكّل، وبعدها تمنع الكمكة مزيداً من فقدان الراشح. إذا استخدمت أدوات المقاومية مع تحريات مختلفة للعمق (في النطاقات التي تعرّضت للغزو والتي لم تتعرض للغزو) لحساب مقاومية التشكّل فوق نفس الفاصل الشاقولي، عندها يشير التباعد لمنحنيات السجل إلى غزو، وبالتالي النفوذية (الشكل 6 ـ 55 والشكل 6 ـ 56).



الشكل (6 ـ 55): قياس كمكة الطَفلة.

تقدم أداة الطنين النووي المغنطيسي (NMR) (نوقشت في الفقرة 6 ـ 4 ـ 4) أفضل تقدير للنفوذية من أية أداة تسجيل بئري أخرى. يعتمد استرخاء (relaxation) التراصف المغنطيسي (magnetic alignment) لبروتونات الهيدروجين على حجم المسام. تشير إشارة الطنين النووي البروتوني إلى توزع حجم المسام التي تعالج باستخدام معادلة تجريبية وتحول إلى سجل نفوذية بفرض أن الخزّان

ذا النفوذية الصغيرة فيه نفوذية صغيرة. يعاير هذا القياس عادة مع قياسات اللباب.



الشكل (6 ـ 56): دلائل النفوذية من سجلات المقاومية.

6 ـ 4 ـ 7 تفسير سريع Quick look evaluation

باستخدام السجلات والعمليات الموصوفة في الفقرات (6 ـ 4 ـ 3) إلى (6 ـ 4 ـ 5)، يمكن إجراء تقييم سريع للخزّان من بئر منفرد.

يظهر في الشكل (6 ـ 57) مثال تفسير سريع باستخدام السجلات التي نوقشت حتى الآن.

1 ـ تحدد الليثولوجيا (رمل، طين صفحي، . . . .إلخ) من سجلات أشعة غاما/ الصوتية. عندما تكون أشعة غاما عالية يشير «خط الطين الصفحي» إلى طين صفحي. وخلاف ذلك، تكون الليثولوجيا حجر رملي. تشير الطبقات عالية السرعة الصوتية (مظللة بالنقاط) إلى حجر رملي ذي إسمنت كالسيتي، وليس رملاً صافياً. سجلت السماكة الصافية في عمود النتائج.

2 ـ يقسم سجل الكثافة إلى فواصل أصغر ضمن الحجر الرملي وتحدد القيمة المتوسطة. تستخدم قيم (RHOB) (الكثافة الحجمية) لحساب المسامية المتوسطة للفاصل وتسجل في عمود النتائج.

3 ـ تحدد القيم المتوسطة لسجل التحريض العميق في الفواصل الرملية وتعتبر ممثلة لـ R_t. توضع هذه القيم مع القيمة المحسوبة للمسامية في معادلة أرشي (Archie equation) (الفقرة 6 ـ 4 ـ 5) لحساب الإشباع.

4 ـ يفسر وجود الماء في الرمل على ارتفاع 13950 قدماً، ومازال النفط على ارتفاع 13900 قدم، ولو بإشباع منخفض. وتماس النفط مع الماء بين الاثنين، لكن لا يمكن أن يلاحظ في هذه البئر بسبب نوعية الخزّان الفقيرة.

5 ـ تم تفسير وجود قبعة غازية في قمة الخزّان حيث قيمة سجل النيترون منخفضة جداً.

6 ـ يشير الانفصال بين المقاومية العميقة والضحلة في قائمة النفط إلى أن المقاومية الضحلة تقيس راشح الطَفلِة الناقلة الذي غزا التشكّل. يشير هذا إلى أن للخزّان نفوذية جيدة. لا يوجد في قائمة الماء انفصال، مما يشير إلى أن المقاومية العميقة تدل على ماء ناقل، ولا تشير إلى نفوذية منخفضة.

6 ـ 4 ـ 8 تكامل اللباب والسجلات Integration of core and logs

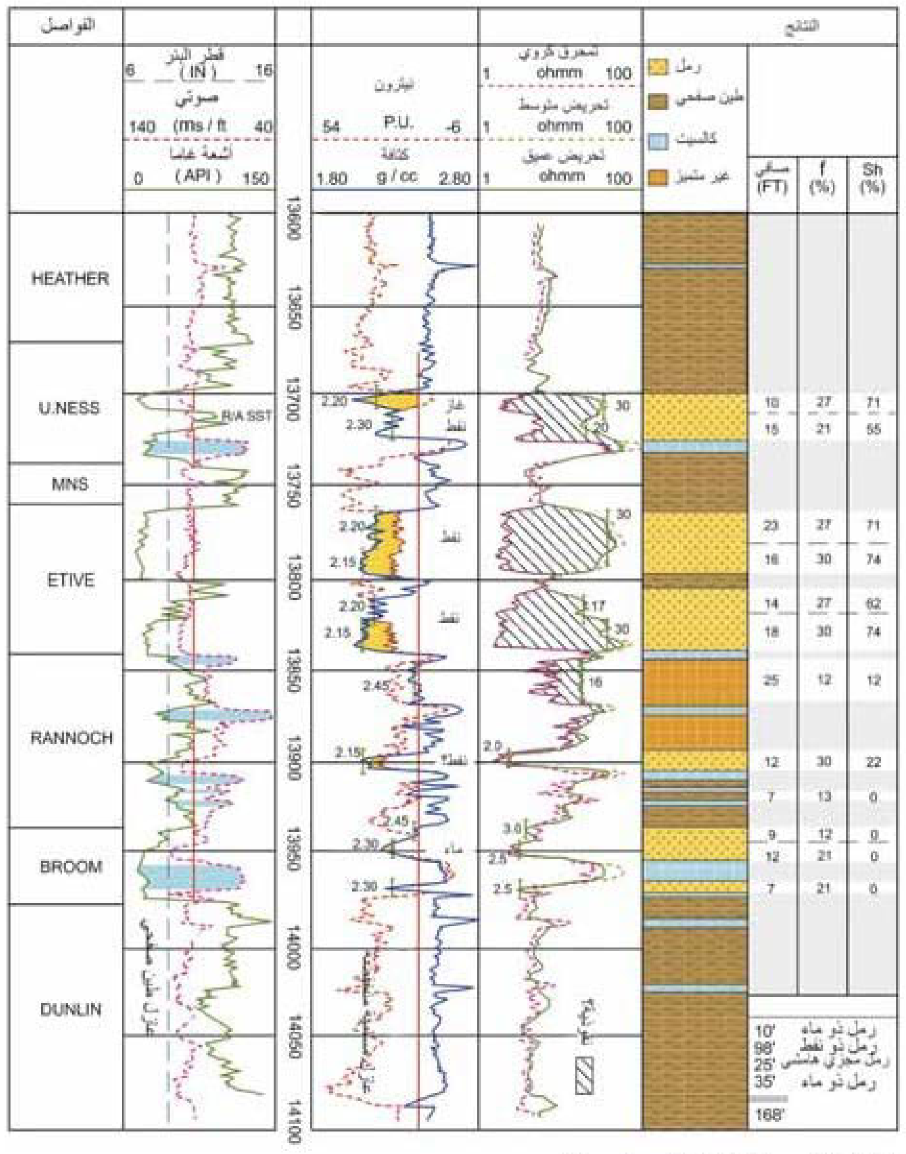
بعد القيام بالتقييم السريع، تصبح المعطيات مثل تحليل العيّنات اللبابية وسجلات التصوير متوفرة، ويمكن استخدامها لبناء تفسير جيولوجي وصقل التقييم.

إن معطيات تحليل اللباب الروتيني هي قياسات مساميات السدادة، والنفوذية وسجل أشعة غاما. تقارن أشعة غاما ومساميات السدادة بنتائج السجل لتحسين دقة التفسير. تنجز علاقة بين السجلات ونفوذيات السدادة بحيث تستنتج النفوذية من السجلات في فواصل الخزّان التي لم تؤخذ منها عيّنات لبابية.

تُفحَص العيّنة اللبابية نفسها ويوضع سجلها من قبل مختصين بالترسيب وجيولوجيين بنيويين لتمييز المعالم الجيولوجية المفتاحية. يمكن ملاحظة العديد من هذه المعالم الهامة من سجلات التصوير (image logs) التي تمّت على طول البئر وليس، فقط، على الفواصل التي أخذت منها العيّنات اللبابية.

إن سجلات التصوير هي مقاومية مجزأة (pixellated) عالية التحليل أو تصوير صوتي لجدار البئر. تتولد صور المقاومية من تشكّل (array) لحوالى 192 مسرى أو إلكترود (electrode)موزعة إما على أربع أو ست أذرع متمفصلة

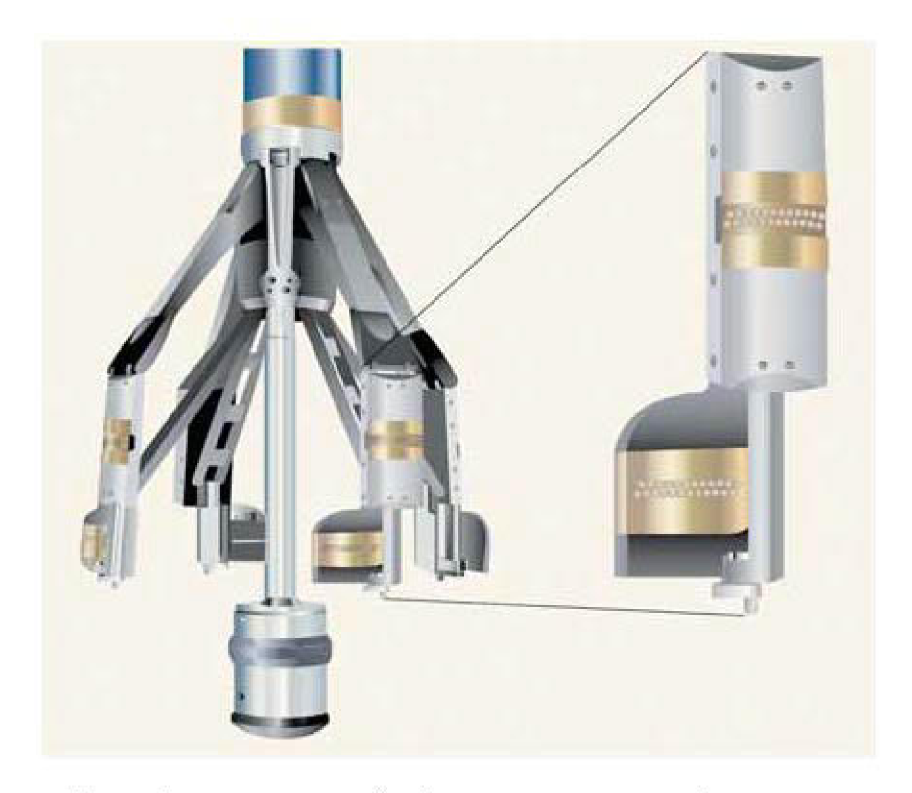
تضغط على جدار البئر (الشكل 6 ـ 58). قيمة تحليل التصوير هي 0.1 إنش (مقارنة بـ 6 إلى 3 إنش لأدوات التسجيل البئري الأخرى). تجمع الصور الصوتية بواسطة محول طاقة (transducer) فوق صوتية دوار، الذي يقيس سعة الموجة وزمن المسير، بتحليلٍ عالٍ جداً. تعمل كلٌ من أداتي المقاومية والتصوير الصوتي بمرافقة مقياس الميل الذي يسمح بتوجيه السجل.



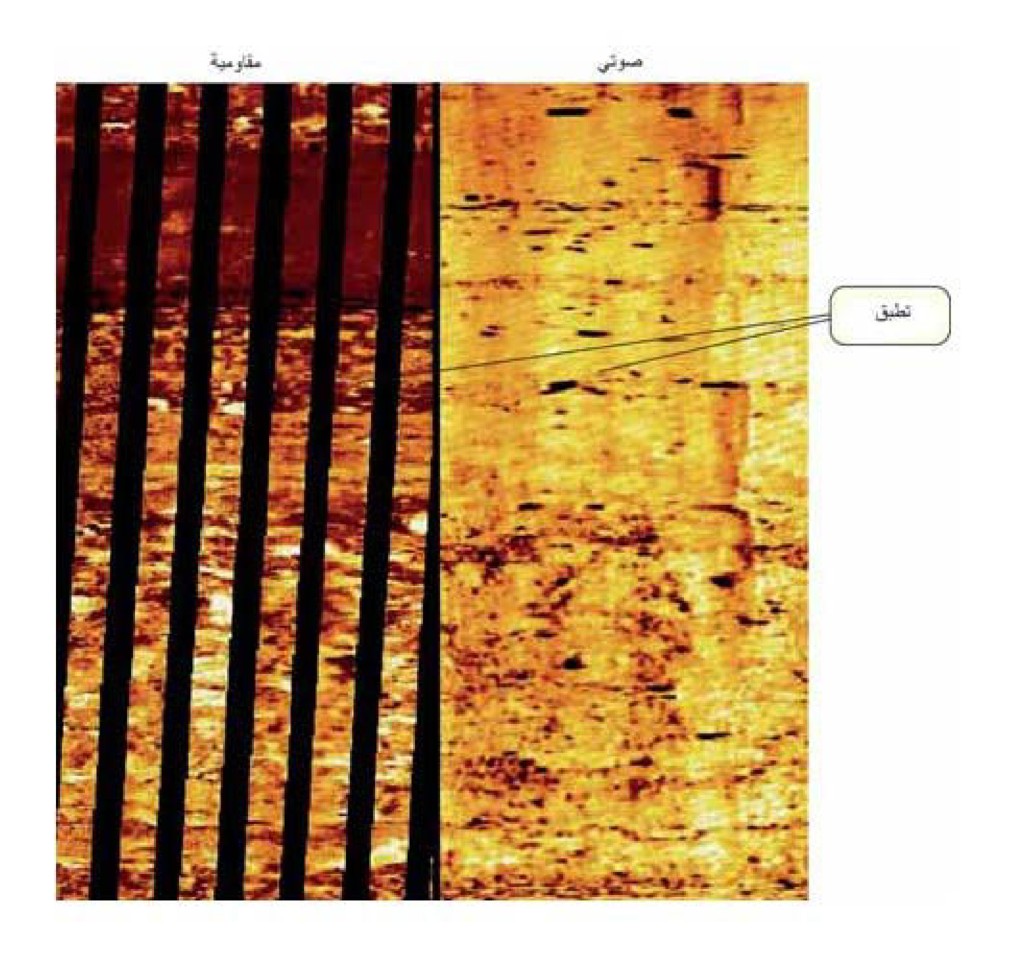
الشكل (6 ـ 57): التفسير السريع.

يمكن ملاحظة الملامح الجيولوجية على سجل التصوير (الشكل 6 ـ 59) ويمكن مقابلتها بالملاحظات من العيّنة اللبابية. يمكن قياس المعالم المستوية مثل الفوالق، والشقوق وسطوح التطبق لتحديد اتجاهاتها والمساهمة في بناء نموذج جيولوجي.

إضافة إلى ذلك، يسمح التحليل العالي للتصوير بالقيام بتفسير مفصل للصخور رقيقة التورق والصعبة، التي لا يمكن اكتشافها بالقياسات القياسية. يمكن تعيين كميات كبيرة من الاحتياطيات الإضافية باستخدام تقنية تقييم الأسرة الرقيقة (thin-bed evalution) من سجلات التصوير البئرية.



الشكل (6 ـ 58): أداة شلمبرجيه (FMI) تظهر أذرعاً متمفصلة مع وسائد وأجنحة وأزرار.



الشكل (6 ـ 59): مثال على تصوير المقاومية والتصوير الصوتي.

الفصل السابع

التقدير الحجمي

Volumetric Estimation

مقدّمة والتطبيق التجاري: يهتم التقدير الحجمي بالحساب الكميّ لكميات النفط والغاز في التراكم. يتغيّر التقدير خلال حياة الحقل مع توفر المزيد من المعلومات ومع تحسن تقنية جمع المعطيات وتفسيرها. لذلك فالتقدير الحجمي هو تقدير حالي، ويجب توقع تغيّره مع الوقت. تستخدم طريقتان رئيسيتان للتقدير الحجمي: تقديرية واحتمالية. تحسب الطرائق التقديرية متوسط المعطيات المتجمعة في نقاط مختلفة في الخزّان، ومن السجلات البئرية والعيّنات اللبابية والسيسمية لتقدير الخصائص الشاملة للحقل. تستخدم الطرائق الاحتمالية الأدوات التخمينية، والإحصاءات، المعطيات الحقلية التماثلية والدخل المتعلق بالنموذج الجيولوجي للتخمين بتوجهات خصائص الخزّان بعيداً عن نقاط العيّنات. سيركز هذا الفصل على الطرائق التقديرية والتقنيات المستخدمة للتعبير عن الشك في هذه التقديرات الحجمية.

تحكم حجمية الحقل مع عوامل الاستعادة المتوقعة (Recovery Factor (RFs)) احتياطي الحقل ـ ذلك الهيدروكربون الذي سينتج في المستقبل. تقع قيمة شركة نفط وغاز غالباً، فيما لديها من احتياطي، الذي يستخدم من قبل المساهمين والمستثمرين كمؤشر على قوة الشركة، في كل من الحاضر والمستقبل. لذلك يعتبر التقدير الموثوق لاحتياطي شركة مهماً للقيمة الحالية، وكذلك للإمكانيات بعيدة المدى لشركة النفط والغاز.

7 ـ 1 الطرائق التقديرية Deterministic methods

إن التقديرات الحجمية مطلوبة في كل مراحل دورة حياة الحقل. في العديد من الحالات، يطلب تقديراً أولياً لما يمكن أن يكون حجم التراكم. إذا كان المطلوب تقديراً تقريبياً أو كانت المعطيات المتوفرة مبعثرة، يمكن القيام بتقدير سريع باستخدام متوسطات الحقل الشاملة.

الصيغ المستخدمة لحساب حجوم النفط والغاز هي:

$$\mathbf{STOIIP} = \mathbf{GR\ V}\frac{N}{G}\phi S_o\frac{\mathbf{1}}{B_o}\ (\mathrm{stb})$$

$$\mathbf{GIIP} = \mathbf{GR\ V}\frac{N}{G}\phi S_g\frac{\mathbf{1}}{B_g}\ (\mathrm{scf})$$

UR = HCIIP X Recovery factor (stb) or (scf)

Reserves = UR – Cumulative production (stb) or (scf)

STOIIP النفط المخزون في المكان الأولي: استخدم هذا التعبير لمعايرة حجوم النفط المحتواة تحت السطح في ضغطٍ عالٍ وحرارة عالية إلى شروط السطح (أي 1 بار، 15 درجة مئوية).

أشير في الأيام الأولى من الصناعة إلى هذا الحجم السطحي بالنفط المخزون (stock tank oil) ونظراً إلى أنه مقاس قبل بدء أي إنتاج كان الحجم في المكان الأولي (initially in place).

GIIP هو تعبير معادل للغاز في المكان الأولي.

HCIIP هو الهيدروكربون في المكان الأولي ـ وهو تعبير عام يشمل (STOIIP) و(GIIP).

ترتبط الاستعادة النهائية والاحتياطي للحجوم الأولية في المكان بعامل الاستعادة، أو جزء من الحجم في المكان، الذي سينتج. يكون الاحتياطي هو نفسه الاستعادة النهائية قبل بدء الإنتاج.

GRV حجم الصخر الإجمالي (Gross Rock Volume) للفاصل الحامل

للهيدروكربون ويساوي حاصل ضرب المساحة (A) الحاوية على الهيدروكربون بسماكة الفاصل (H)، إذن:

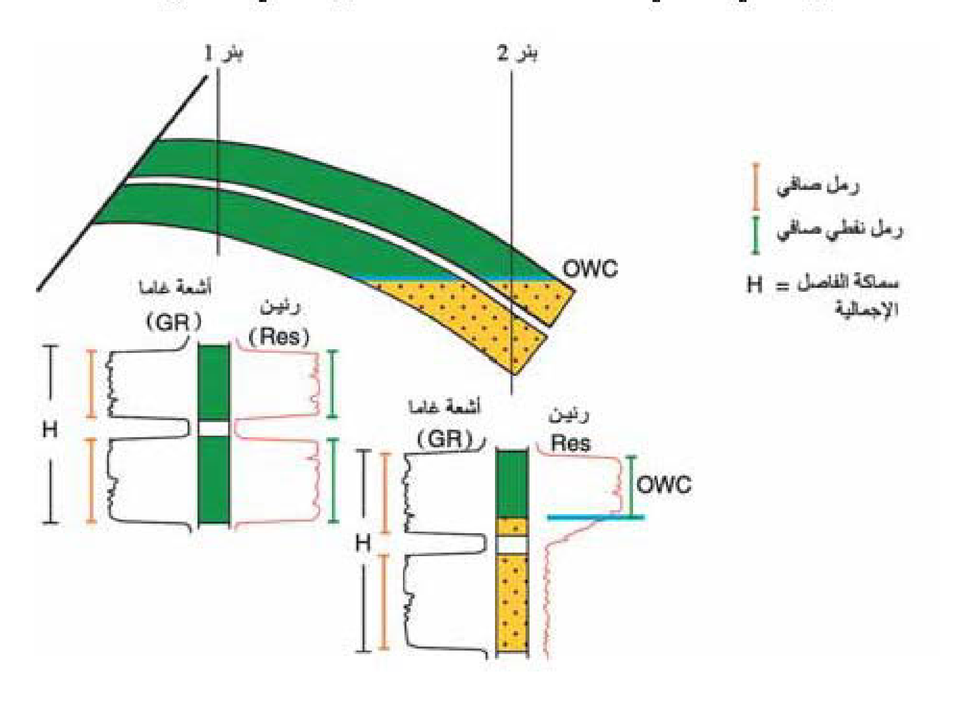
$$GRV = AH \ (ft^3) \text{ or } (acre\ ft) \text{ or } (m^3)$$

يمكن قياس المساحة من الخريطة. يوضح الشكل (7 ـ 1) بعض تعاريف الخزّان المستخدمة في تقدير الاحتياطي.

H هي السماكة الشاقولية للفاصل (السماكة الإجمالية)، بغض النظر عن الليثولوجيا.

الرمل الصافي هو ارتفاع العمود الليثولوجي ذي نوعية الخزّان، أي العمود الذي يمكن أن يخزّن الهيدروكربون.

الرمل النفطي الصافي (NOS) هو طول عمود الرمل الصافي الحاوي على النفط.



الشكل (7 ـ 1): التعاريف المستخدمة في التقدير الحجمي.

نوقشت المعاملات الأخرى المستخدمة في حساب (STOIIP) و(GIIP) في الفقرة (6 ـ 4) من الفصل السادس. وأُدخلت عوامل حجم التشكّل (B_o وB_g) في

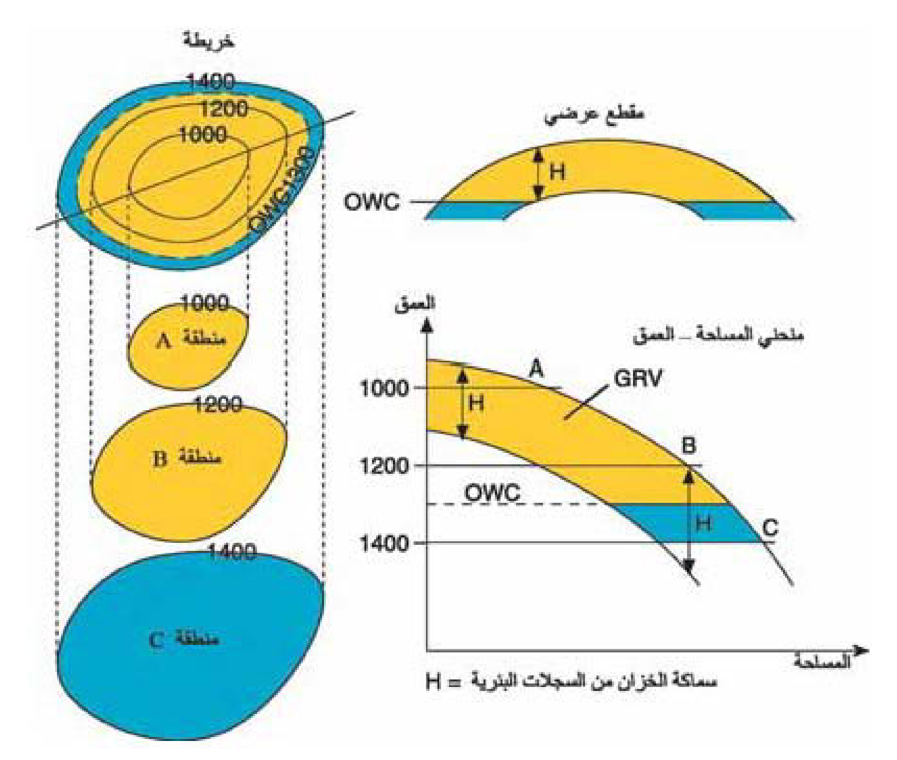
الفقرة (6 ـ 2) من الفصل السادس. لذلك يمكننا الانتقال إلى الطريقة التقديرية السريعة والسهلة المستخدمة للحصول على التقدير الحجمي. يمكن القيام بها على الورق أو باستخدام البرمجيات المتوفرة. الطريقة الأخيرة موثوقة إذا كانت مقتصرة على النموذج الجيولوجي للخزّان.

7 ـ 1 ـ 1 طريقة المساحة ـ العمق The area-depth method

تقاس المساحة ضمن فاصل ذي عمق مختار من خريطة خزّان علوية (الشكل 7 ـ 2). يتم هذا باستخدام الممساح (planimeter)، وهو جهاز يدوي يقيس المساحة.

يدار مِرقَم (stylus) الممساح حول العمق المراد قياسه، يمكن عندها قراءة المساحة المطلوبة المحصورة ضمن الخط المحيط. ترسم عندها الخريطة لكلّ عمق، كما يظهر في الشكل (7 ـ 2)، وتدخل في مخطّط المساحة ـ العمق (area-depth graph). نظراً إلى أن البنية قد قطعت أساساً إلى شرائح متزايدة العمق، فتزداد المساحة لكلّ عمق. جوهرياً، نحن نكامل المساحة مع السماكة. بوصل النقاط المقاسة نحصل على منحني يصف علاقة المساحة ـ العمق لقمة الخزّان. إذا علمنا السماكة الإجمالية (H) (gross thickness) من السجلات البئرية، يمكننا إنجاز منحنياً ثانياً يمثل خريطة المساحة ـ العمق لقاعدة الخزّان. تساوي المساحة بين الخطين حجم الصخور الموجودة بين العلامين. إن المساحة الواقعة فوق حد تماس النفط مع الماء هي حجم الصخر الإجمالي. يمكن أخذ المعاملات الأخرى اللازمة لحساب (STOIIP) كمتوسطات من التقييم البتروفيزيائي (انظر الشكل 6 ـ 4، الفصل السادس). لاحظ بأن هذه الطريقة تفترض أن سماكة الخزّان ثابتة عبر كامل الحقل. إذا كان هذا غير معقول، عندها تكون الطريقة غير قابلة للتطبيق، ويجب استخدام بديل مثل طريقة المساحة ـ السماكة (انظر الفقرة 7 ـ 1 ـ 2).

يمكن ببساطة تطبيق الإجراء على مجموعة من الخزّانات أو رقع (blocks) خزّان منفصلة. إنه الإجراء العملي، خاصة إذا كان المطلوب تقييم خزّانات مكدسة بحدود تماس عادية. في حالات تغيّر المعاملات عبر الحقل، يمكننا تقسيم المنطقة إلى دون ـ رقع (sub-blocks)، متساوية القيم، نقيسها ونحسبها بشكل منفصل.



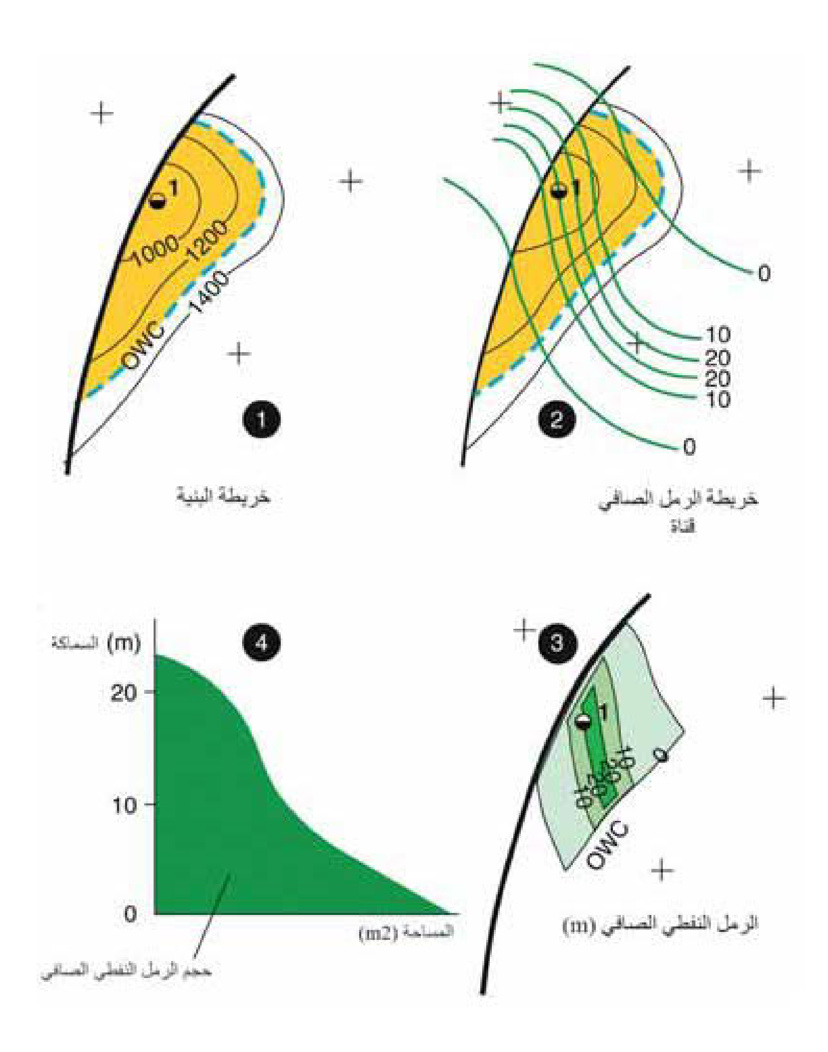
الشكل (7 ـ 2) : طريقة المساحة ـ العمق.

7 ـ 1 ـ 2 طريقة المساحة ـ السماكة The area-thickness method

قد تُواجَه في بعض البيئات الترسيبية، مثلاً القنوات النهرية، اختلافات هامة في سماكة الخزّان. لذلك لا يمكن تطبيق افتراض ثبات السماكة، أو التوجه الخطي للسماكة عبر الحقل. في تلك الحالات، يتطلب وجود مجموعة من الخرائط. يجرى عادة، تحضير خريطة الرمل النفطي الصافي (NOS) من قبل جيولوجي الإنتاج، ثم تستخدم لتقييم حجم الهيدروكربون في المكان.

في المثال الآتي (الشكل 7 ـ 3) صادفت البئر 1 فاصل حامل نفط في البنية (1). تم تحديد حد تماس نفط ـ ماء من السجلات البئرية، وتم استقراء وجوده عبر البنية بفرض تطور مستمر للرمل. مع ذلك، بيّنت العيّنة اللبابية (بالحقيقة عيّنات من عدد من الآبار) والتسجيل ثلاثي الأبعاد بيئة ترسيب قنوات. تم توقيع القناة على الخريطة باستخدام معطيات حقلية محددة، وربما معطيات تماثلية (analogue) من حقول مختلفة، مما أنتج خريطة رمل صافٍ

(2). في هذه الحالة، انحصر حجم الهيدروكربون بالمَعْلَم البنيوي للحقل وتوزع صخر الخزّان، أي هندسة القناة.



الشكل (7 ـ 3) : وضع خريطة الرمل النفطي الصافي، وطريقة المساحة ـ السماكة.

لذا نحتاج إلى ضم خريطتين للوصول إلى خريطة الرمل النفطي الصافي (3). إن الشكل الغريب الناتج من الضم، وهذا فعلاً سهل التصور: تنخفض بسرعة سماكة الرمل الحامل للنفط إلى الصفر على الفالق. الحالة هي نفسها على حد تماس النفط مع الماء. عندما تشير خريطة الرمل الصافي إلى صفر متر، يكون

هناك صفر متر من الرمل النفطي الصافي. عند مكان التطور الأفضل للقناة حيث تظهر السماكة العظمى، نجد السماكة العظمى للرمل النفطي الصافي، لكن فقط إلى حيث تقطع القناة عبر الفالق، أو حد تماس النفط مع الماء.

يمكننا الآن أن نمسح سماكة مختلف خطوط تساوي الرمل النفطي الصافي، ونرسم السماكة مقابل المساحة، ثم نكاملهما بالممساح. تكون القيمة الناتجة هي حجم الرمل النفطي الصافي (4) وليس حجم الصخر الإجمالي!

من الواضح إنه إذا طبقت الطريقة المساحة ـ العمق على المثال السابق، ستقود إلى فرط تقدير إجمالي في النفط المخزون في المكان الأولي. وكان سيكون من المستحيل استهداف منطقة الخزّان الأكثر تطوراً بالبئر الاستكشافية التالية.

يجب ملاحظة أن مثالناً قد استخدم نموذجاً لخزّان بسيط لإظهار المبدأ. يعتبر،عادة، رسم خريطة الرمل النفطي الصافي عملية معقدة نوعاً ما.

كما سيبدو في الفقرة التالية، لا تأخذ الطرائق التي نوقشت حتى الآن بعين الاعتبار الشك والتغيّرات الجانبية في معاملات الخزّان. لذلك، فدقة النتائج ليست كافية لصانع القرار. تقدم الفقرة التالية مقاربة أكثر شمولية للتقدير الحجمي.

7 ـ 2 التعبير عن الشك (اللايقينية) Expressing uncertainty

كما ورد في الفقرة (7 ـ 1)، يشمل حساب «الحجمية» للحقل ضم عدد من معاملات الدخل. يجب إدراك أن لكلّ من تلك المعاملات مجالاً للشك في تقديره. يعتمد مدى هذا الشك على كمية المعطيات المتوفرة، ودقة تلك المعطيات. إن القيمة في ضم مجالات الشك في معاملات الدخل لإعطاء مجال من التقدير للنفط المخزون في المكان الأولي (STOIIP) والغاز في المكان الأولي (GIIP) والاستعادة النهائية (UR)، هي أنه يمكن إجراء التقييم الكمي للحد الأعلى للاحتمال والحد الأسفل للشك. وقد يقود استعمال رقم واحد، مثلاً (STOIIP)، لفرص ضائعة أو مجازفة غير معروفة.

قد يكون مجال الشك في الاستعادة النهائية كبيراً جداً لإيداعه في خطة تطوير معيّنة، وقد يتطلب تقييم الحقل لتخفيض الشك، والسماح بصياغة خطة

تطوير أكثر ملائمة. لا يمكن تحديد الحاجة للتقييم، ما لم يُجرَى التقييم الكمي لمجال الشك باستخدام تقنيات إحصائية وتمثيل. تستخدم الطرائق الاحصائية للتعبير عن مجالات قيم النفط المخزون في المكان الأولي والغاز في المكان الأولي والاستعادة النهائية والاحتياطي.

7 ـ 2 ـ 1 الدخل للتقديرات الحجمية The input to volumetric estimates

قدمت معاملات الدخل لحساب الحجمية في بداية الفقرة (7 ـ 1) لنأخذ حساب النفط المخزون في المكان الأولي، كمثال:

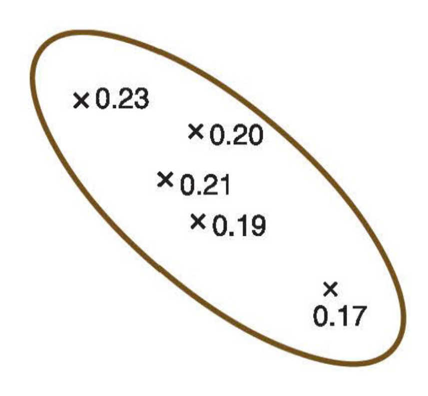
$$\mathbf{STOIIP} = \mathbf{GR\ V}\frac{N}{G}\emptyset S_o\frac{\mathbf{1}}{B_o}\ (\mathrm{stb})$$

يوجد لكلٍ من معاملات الدخل شك مرتبط به. ينشأ هذا الشك من عدم الدقة في المعطيات المقاسة، بالإضافة إلى الشك فيما يتعلق بمرجعية القيم للأجزاء من الحقل التي ليس فيها قياسات. لنأخذ، كمثال، حقلاً فيه خمس آبار تقييم، مع قيم المسامية الوسطية لرمل معيّن الظاهرة في الشكل (7 ـ 4).

سيكون من غير الواقعي تمثيل مسامية الرمل بالمتوسط الحسابي للقيم المقاسة (0.20)، لأن هذا سيتجاهل مجال القيم المقاسة، والحجوم التي فرض أن كلٍ من القياسات يمثلها، والاحتمال إن المسامية قد تتحرك خارج المجال بعيداً عن نقطة التحكم. يبدو أن هنالك ميلاً لتناقص المسامية باتجاه الجنوب الشرقي، وقد تكون نهايتا المجال هما 0.25 و0.15، وهي أكبر من مجال القياسات التي تمّت. قد يتطلب فهماً لبيئة الترسيب الجيولوجية ومعرفة بتأثيرات النشأة اللاحقة لتأييد هذه الفرضية، لكن يمكن أن تبرهن فقط بجمع المزيد من المعطيات في نهايات الحقل.

عند تزويد دخل لحساب النفط المخزون في المكان الأولي، يجب تزويد مجال من قيم المسامية (وكل معاملات الدخل الأخرى)، بناء على المعطيات المقاسة والتقديرات لكيفية تغيّر المعاملات بعيداً عن نقاط التحكم. يمكن التعبير عن الشك المرافق لكلّ معامل بدلالة معامل تابع كثافة احتمالي (Probability Density Function (PDF))، ويمكن ضمها لتوليد تابع كثافة محتمل للنفط المخزون في المكان الأولي (STOIIP).

من التطبيقات الشائعة بين شركات النفط استخدام منحنيات توقع (expectation curves) للتعبير عن مجالات الشك. إن العلاقة بسيطة بين توابع الكثافة الاحتمالية ومنحنيات التوقع.

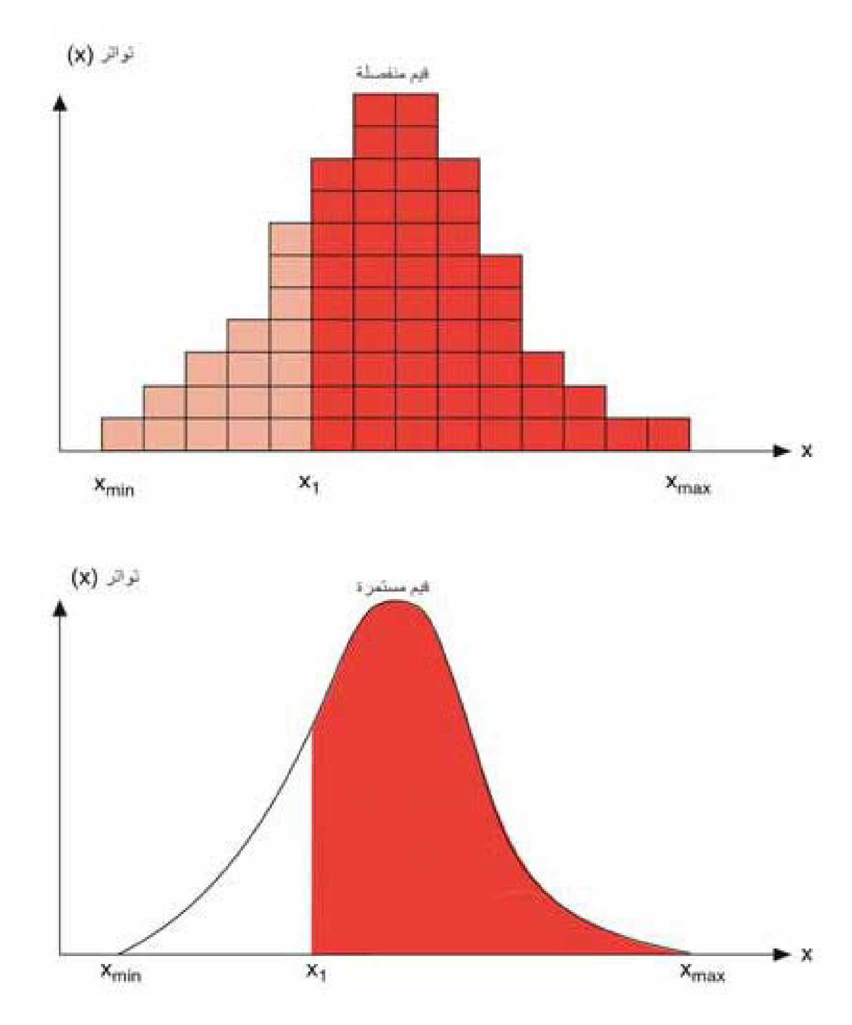


الشكل (7 ـ 4): توزع المسامية في حقل.

7 ـ 2 ـ 2 توابع الكثافة الاحتمالية ومنحنيات التوقع Probability density functions and expectation curves

إن صيغة التعبير عن الشك لبئر معروفة هي تابع الكثافة الاحتمالي. فمثلاً إذا قاس أحد ما أطوال طلاب صف ورسمها على مخطّط بياني نسيجي (histogram) لمجالات الطول مقابل عدد الناس ضمن ذلك المجال للطول، يمكن توقع رسم بياني نسبي لتوزع التكرار، ويعرف أيضاً بتابع الكثافة الاحتمالي مع قيم منفصلة، مثل تلك الموجودة في المخطّط العلوي من الشكل (7 ـ 5). يمثل كل شخص مقاساً بمربع واحد، وتوضع المربعات في فئة الطول المناسبة. يمثل عدد المربعات أو المساحة تحت المنحني عدد الأشخاص الكلّي.

إذا كانت القيمة على محور السينات x-axis مستمرة بدلاً من تقسيمها إلى مجالات منفصلة، يصبح تابع الكثافة الاحتمالي المنفصل تابعاً مستمراً. يصبح هذا مفيداً في التخمين بقيمة الجزء من عدد الأشخاص X (الطول في مثالنا) الأكبر من قيمة مختارة (X_1).



الشكل (7 ـ 5) : تابع الكثافة الاحتمالي.

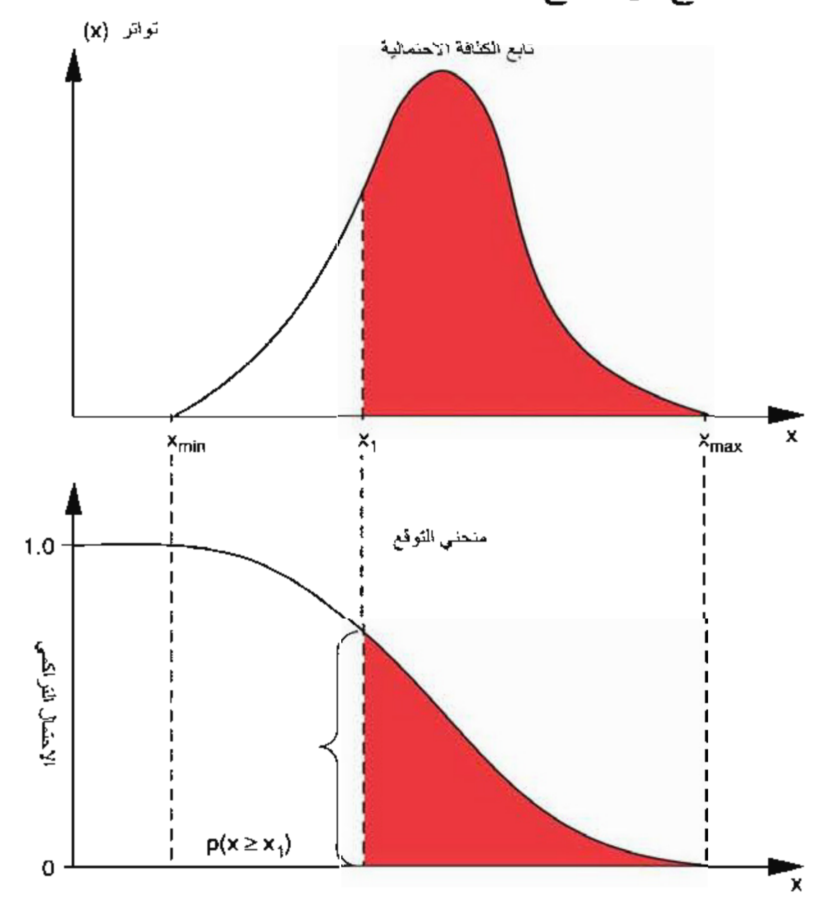
يمكن تقدير، من تابع الكثافة الاحتمالي المستمر، إن 70% تقريباً من عدد الأشخاص المقاسين هم بطول مساوي لـ X_1 أو أطول. وبكلمات أخرى، إذا أراد أحد ما اختيار شخص من الأشخاص المقاسين، فهنالك احتمال 70% بأن طول ذلك الشخص أكبر أو مساو لـ X_1. هنالك احتمال 100% بأن طول الشخص أكبر أو مساو لـ X_{min}، وهنالك احتمال 0% بأن طول الشخص أكبر لـ X_{max}. لـ X_{max}. ببساطة، إن منحني التوقع هو تمثيل لتابع الكثافة الاحتمالي التراكمي (الشكل 7 ـ 6).

نموذجياً في الاستخدام النفطي، يكون منحني السيئات في منحنيات التوقع

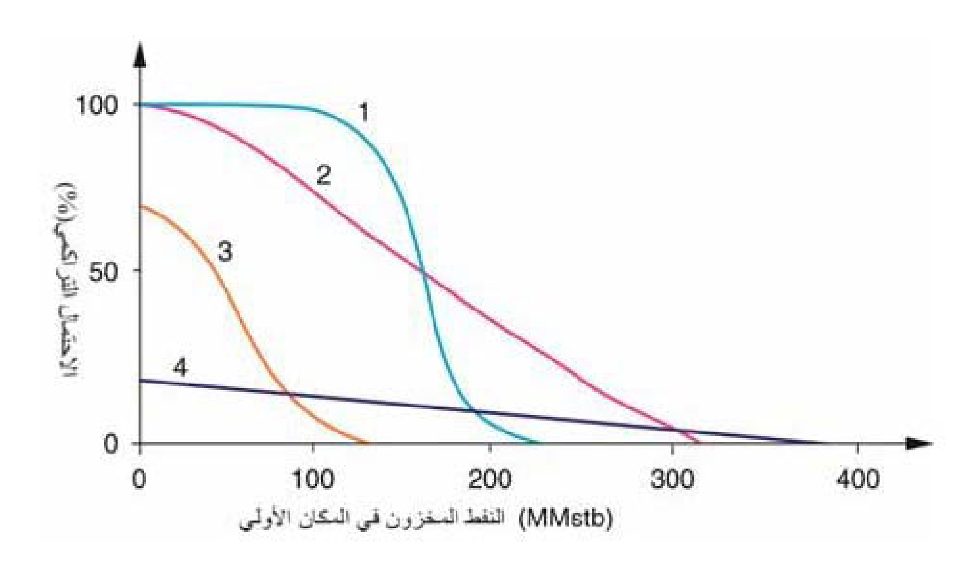
هو قيم النفط المخزون في المكان الأولي والغاز في المكان الأولي أو الاستعادة النهائية أو احتياطي الحقل.

تعرف منحنيات التوقع باسم بديل هو «منحنيات احتمال التجاوز (probability of excedence curves)» أو «منحنيات الاحتمال التراكمية المعكوسة (reverse cumulative probability curves)». سيستخدم هذا النص التعبير «منحني التوقع (expectation curve)»، بهدف الاختصار.

يشير ميل منحني التوقع إلى مجال الشك في المعامل المقدم: يمثل منحني التوقع العريض مجالاً كبيراً من الشك، ويمثل منحني التوقع الحاد الانحدار حقلاً منخفض الشك (حالة نمطية للحقول ذات المعطيات التقييمية الكثيرة أو تاريخ من الإنتاج).



الشكل (7 ـ 6): تابع الكثافة الاحتمالي والمنحني المتوقع.



الشكل (7 ـ 7) : أنواع المنحنيات المتوقعة.

يمثل منحنيا التوقع 1 و2 في الشكل (7 ـ 7) اكتشافين، لأن لكليهما 100٪ احتمال احتواء مقدار محدود من النفط (أكبر من الصفر). الحالة 1 هي اكتشاف مؤكد نظراً إلى أن مجال الشك في قيم النفط المخزون في المكان الأولي صغير (على الأقل 100 MMstb، لكن أقل من 220 MMstb). على العكس، تمثل الحالة 2 اكتشاف غير مؤكد، مع مجال أوسع للنفط المخزون في المكان الأولي، وربما يتطلب نشاطاً تقييمياً لتخفيض مجال الشك قبل الالتزام بخطة تطوير.

الحالتان 3 و4 لمكمنين استكشافيين، نظراً إلى أن حجوم النفط المحتملة الموجودة مضروبة بعامل حظ، احتمال النجاح (POS)، الذي يمثل احتمال وجود نفط هناك على الإطلاق. فمثلاً، للحالة 3 احتمال مقدر بوجود النفط مقداره 65%، أي يوجد مجازفة منخفضة بالفشل بإيجاد النفط مقدارها 35%. مع ذلك، حتى لو كان هناك نفط، فسيكون الحجم صغيراً، ليس أكثر من 130 MMstb. سيكون هذا مجازفة منخفضة، مكمن منخفض المكافأة.

الحالة 4 فيها مخاطرة عالية بالفشل (85%) في إيجاد أي نفط، لكن إذا كان هناك نفط، فقد يكون الحجم في المكان كبيراً جداً (حتى 400 MMstb). هذا سيصنف كمخاطرة عالية، ومكمن مُجزٍ.

7 ـ 2 ـ 2 ـ 1 منحنيات التوقع لإكتشاف Expectation curves for a discovery

يظهر في الشكل (7 ـ 8) منحني التوقع النمطي للاستعادة النهائية لاكتشاف ما.

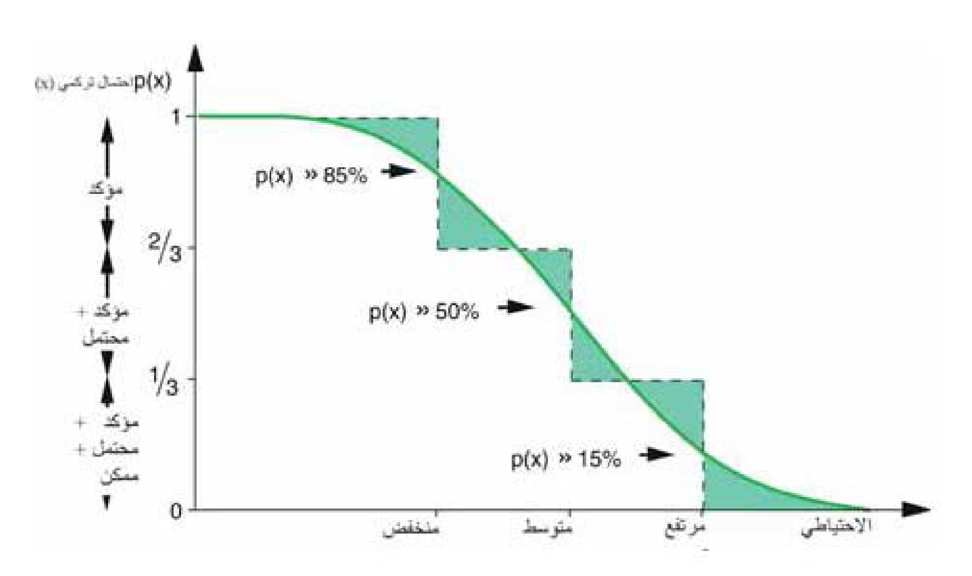
يمكن، للملاءمة، قسمة محور الاحتمال إلى ثلاثة قطاعات للتمكن من تمثيل المنحني بثلاث نقاط. تمثل كل نقطة متوسط قيمة الاحتياطي في القطاع. للملاءمة مرة ثانية، تمثل النقاط الثلاث احتمالات تراكمية مختارة (85, 50, 15%)، ويرمز لها بالقيم:

تقدير منخفض = 85% احتمال تراكمي.

(أي على الأقل 85% احتمال لهذا الاحتياطي).

تقدير متوسط = 50% احتمال تراكمي.

تقدير مرتفع = 15% احتمال تراكمي.



الشكل (7 ـ 8): منحني متوقع لاكتشاف.

يشار أحياناً إلى النسب المئوية المختارة بقيم p85, p50, p15.

نظراً إلى أن كلاً منها تمثل تقريباً ثلث التوزيع، قد يحدد لكلّ من احتمالاتها المنفصلة 1/3. هذا التقريب صحيح من أجل تابع كثافة احتمالي نظامي (أو متناظر).

إذا أريد تمثيل المجال بأكمله بقيمة واحدة فقط (التي لا تعطي طبعاً، أي إشارة إلى مجال الشك)، عندئذ تستخدم «قيمة التوقع (expectation value)»:

قيمة التوقع = (مرتفع + متوسط + منخفض)/ 3

هنالك بديل شائع الاستخدام لتمثيل مجال الاحتياطي هو تعريف مؤكد، ومؤكد ومحتمل، مؤكد ومحتمل وممكن. الاحتمال التراكمي الدقيق الذي يتطابق مع هذه التعاريف على منحني التوقع للاستعادة النهائية يتغيّر من دولة إلى أخرى، وأحياناً من شركة إلى شركة. مع ذلك، إنه صحيح دوماً أن القيم تقع ضمن المجالات التالية:

- مؤكد: بين 100 و66%.
- مؤكد + محتمل: 66 و33%.
- مؤكد + محتمل + ممكن: 33 و0%.

تجبر قانونياً، متطلبات التقرير السنوية (annual reporting requirements) المقدم إلى هيئة الأمن والتبادل الأمريكية (Securities and Exchange Commission (SEC)) شركات النفط المسجلة بعرض احتياطياتها المؤكدة.

يختار العديد من الشركات تمثيل توزع مستمر بقيم منفصلة باستخدام القيم p90، p50 وp10. إن الاحتمالات المنفصلة التي تربط إلى هذه القيم هي تقريباً 30، 40 و30% على التوالي، للتوزيع النظامي.

7 ـ 2 ـ 2 ـ 2 منحنيات التوقع لمكمن استكشافي Expectation curves for an exploration prospect

عندما يبني المستكشف منحني التوقع، يأخذ المقاربة السابقة لحجمية التوزع، لكن يجب الأخذ بالحسبان معاملاً إضافياً مهماً: احتمال إذا كان أي هيدروكربون موجوداً على الإطلاق. يدعى هذا الاحتمال «احتمال النجاح»، ويقدر بضرب مع بعض احتمال كون:

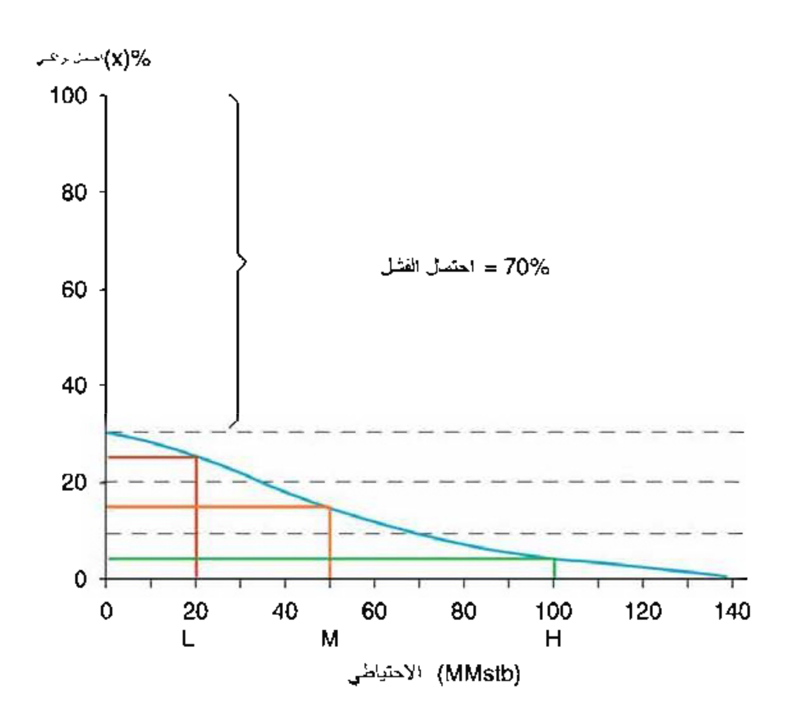
- صخر أم حيث تشكّل الهيدروكربون.
- خزّان في تركيب يمكن أن يحجز الهيدروكربون.
- سد كتيم في أعلى التركيب لمنع الهيدروكربون من الهجرة لمدى أبعد.

- ممر هجرة للهيدروكربون من الصخر الأم إلى المصيدة.
- تتابع الحوادث الصحيح عبر الزمن (مصيدة موجودة بينما يهاجر الهيدروكربون).

تضرب بعضها البعض الاحتمالات المقدرة لكلٍ من هذه الحوادث للحصول على احتمال النجاح، لأنه يجب أن تحدث جميعها بوقت واحد حتى يتشكّل تراكم هيدروكربوني. إذا كان احتمال النجاح 30%، يكون احتمال الفشل 70%، ويمكن أن يظهر منحني التوقع لمكمن استكشافيظو كما في الشكل (7 ـ 9).

بالنسبة إلى منحني التوقع للاكتشافات، يمكن تقسيم جزء النجاح من محور الاحتمال إلى ثلاثة مقاطع متساوية، ويحسب متوسط الاحتياطي لكلّ مقطع محسوب لتزويد تقدير احتياطي منخفض، أو متوسط أو مرتفع، إذا كان الهيدروكربون موجوداً.

يعطى مزيد من التفصيل لهذه المقاربة في الفصل الخامس عشر.



الشكل (7 ـ 9): منحني متوقع لمكمن استكشافي.

7 ـ 2 ـ 3 توليد منحنيات التوقع Generating expectation curves

بالعودة إلى معاملات الدخل لحساب الاستعادة النهائية، فقد أنجزنا ما يلي:

$$UR = GR \ V\frac{N}{G} \emptyset \ S_O \ \frac{1}{B_O} RF \quad (stb)$$

يتطلب كلّ مُعامل (parameter) دَخِل تقدير لقيم المجال، الذي يمكن أن يمثل نفسه بتوزع أو منحني توقع. نمطياً، تُضَمُ إحصائياً معاً منحنيات التوقع لمعاملات الدخل.

يكون لبعض المتحولات أحياناً تبعيات، مثل مسامية الخزّان ونفوذيته (علاقة موجبة)، أو الكلفة النقدية لجهاز محدد وكلفة صيانته مدى الحياة (علاقة سلبية). يمكننا اختبار التبعية الخطية لتابعيّن (x وy) بحساب متغاير التمام (covariance) بين التابعيّن (σ_{xy}) ومعامل الترابط (correlation coefficient):

$$\sigma_{xy} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}(x_i - \mu_x)(y_i - \mu_y) \ and \ r = \frac{\sigma_{xy}}{\sigma_x \sigma_y}$$

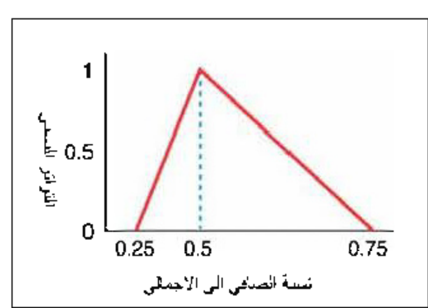
حيث القيمة المتوسطة للمتحول.

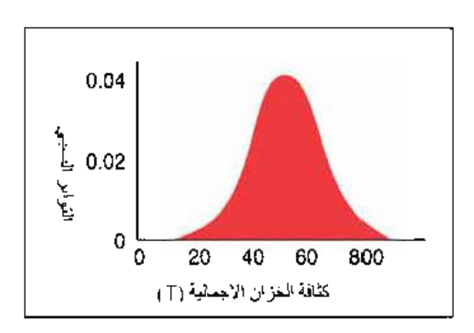
تتغيّر قيمة r بين 1+ و1-، تشير القيم الموجبة إلى ترابط موجب (مع زيادة x، كذلك Y) وتشير القيم السالبة إلى ترابط سالب (مع زيادة x، تتناقص y). كلما اقتربت قيمة r المطلقة من الواحد أصبح الترابط أقوى. تشير قيمة $r = 0$ إلى أن المتحولين غير مرتبطين. عندما نكون مقتنعين بأن التبعية موجودة بين المتحولات، يمكننا وضع معادلات تربط بين الاثنين باستخدام طرائق مثل تقنية مطابقة أصغر المربعات (least square fit). إذا وجدت قيمة معامل الترابط مساوية 1.0، فمن المعقول تمثيل العلاقة بخط واحد مدخل في النموذج الاقتصادي. يوجد دائماً في الرسم التخطيطي المتقاطع قيمة للمتحولين لمعاينة مصداقية الترابط. كمؤشر تقريبي، تقترح معاملات ترابط فوق 8.0 ترابطاً جيداً.

7 ـ 2 ـ 4 طريقة مونت كارلو The Monte Carlo method

هذه الطريقة مستخدمة في البرمجيات التجارية لـ «كريستال بول (Crystal Ball)» و«أت ريسك (@RISK)». الطريقة نمطية ملائمة للحاسوب، كما تشير

الطريقة. بفرض أننا نحاول ضم متحولين، لنقل سماكة الخزّان الإجمالية ونسبة الصافي إلى الإجمالي (نسبة سماكة الرمل الصافية إلى السماكة الإجمالية لمقطع الخزّان) اللذين يحتاجان إلى ضربهما للحصول على سماكة الرمل الصافية. لقد وصفنا المتحولين كما يلي (الشكل 7 ـ 10).





الشكل (7 ـ 10): توزع احتمالي لمتحولين، دخل لمونت كارلو.

يُلتَقط رقم عشوائي (من 0 إلى 1)، وتقرأ القيمة المرتبطة لسماكة الخزّان الإجمالية (T) من المجال الموصوف في التوزيع السابق. يتم تكرار أخذ عيّنات عشوائية من قيمة T القريبة من المتوسط أكثر من تلك القيم البعيدة عن المتوسط. تعاد نفس العملية (باستعمال عدد عشوائي مختلف) من أجل نسبة الصافي إلى الإجمالي. تضرب القيمتان ببعضهما البعض للحصول على قيمة واحدة لسماكة الرمل الصافية. يعاد هذا بين 1000 إلى 10000 مرة، وعلى الأرجح تكون النواتج متساوية. تستخدم النواتج لتوليد توزيع لقيم سماكة الرمل الصافية. يمكن إجراء هذا بشكل متزامن لأكثر من متحولين. مثلاً، قد يحتاج المرء عند تقدير الاستعادة النهائية إلى نفط الخزّان لاستخدام المتحولات التالية:

$$\mathbf{UR = Area \times Thickness} \times \frac{N}{G} \O S_o \frac{1}{B_o} \mathbf{RF}$$

المتحولات غير المعرفة في النص هي:

Φ المسامية

S_o الإشباع النفطي في الفراغ المسامي.

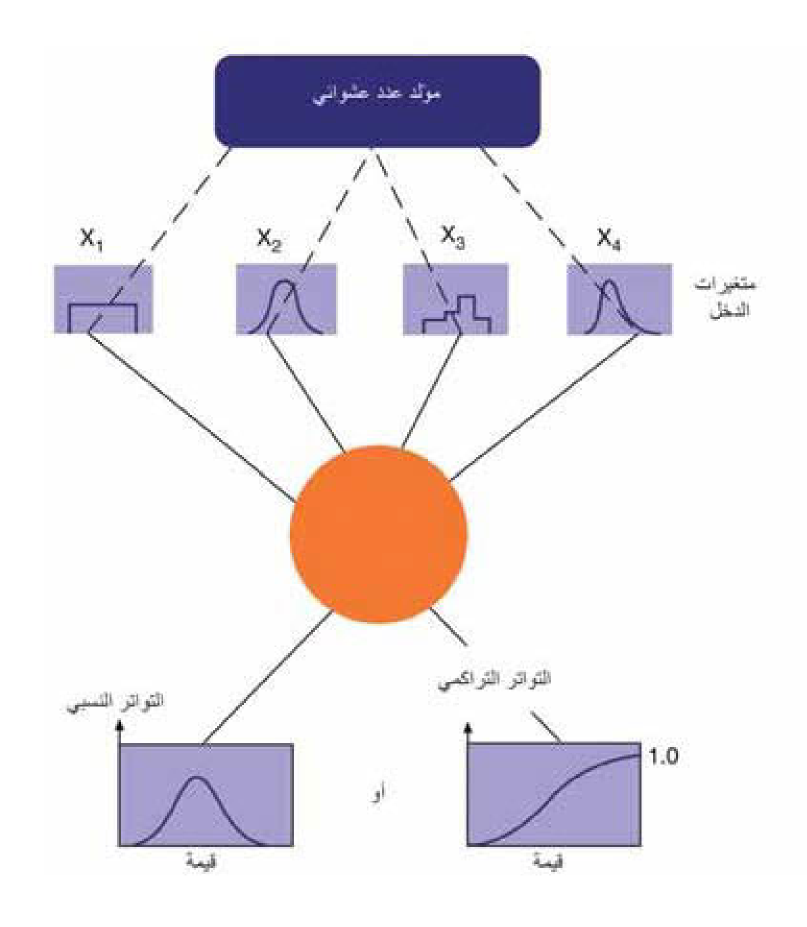
B_o عامل التشكّل الحجمي للنفط (rb/stb)، مرتبط بانكماش النفط عند إخراجه من تحت السطح إلى السطح.

RF عامل الاستعادة، : الجزء القابل للاستعادة من النفط في المكان الأوّلي.

تولد محاكاة مونت كارلو، يظهر تخطيطياً في الشكل (7 ـ 11)، عدداً محدوداً من ضم المتحولات الممكن، الذي يقارب توزيعاً لكلّ احتمالات الضم. كلما زاد عدد مجموعات الضم، تقترب نتيجة مونت كارلو أكثر من النتيجة النظرية لاستخدام كل ضم ممكن. باستخدام «كريستال بول» و«أت ريسك»، يمكن مراقبة التوزيع وهو يبنى مع تقدم المحاكاة. يمكن إيقاف المحاكاة عند توقف الشكل عن التغيّر بشكل مهم. طبعاً، يجب التذكر بأن النتيجة هي فقط ضم لمجالات دخل المتحولات المعرفة من المستخدم: يمكن أن يكون الناتج الفعلي واقعاً خارج نتيجة المحاكاة، إذا تم تقييد مجالات دخل المتحولات.

إذا كان متحولان تابعان، يمكن ربط القيمة المختارة في المحاكاة للمتحول التابع بالقيمة المختارة عشوائياً للمتحول الأول باستخدام ترابط معرّف.

يمكن إنجاز محاكاة مونت كارلو بسرعة بواسطة الحاسوب، ويكون عرض النتائج جذاباً. مع ذلك، لا يمكن ضمان أن يكون الناتج واحداً لمحاكاة مونت كارلو فيما لو طبّقت مرتين بنفس متحولات الدخل، مما يجعل النتيجة أقل قابلية للتدقيق. كلما زاد عدد جولات المحاكاة، تقل حدة المشكلة. لا تشير المحاكاة، كما وُصفت، إلى أيٍّ من متحولات الدخل تكون النتيجة أكثر حساسية، لكن واحداً من البرامج الفرعية في «كريستال بول» و«أت ريسك» يسمح بإنجاز تحليل الحساسية أثناء تطبيق المحاكاة. يتم ذلك بحساب معامل التغيير لكلّ متحول مُدخل مع الناتج (مثلاً، بين المساحة والاستعادة النهائية). كلما ارتفع المعامل، تقوى التبعية بين المتحول المُدخل والناتج.



الشكل (7 ـ 11): مصور تخطيطي لمحاكاة مونت كارلو.

7 ـ 2 ـ 5 الطريقة الوسيطية The parametric method

الطريقة الوسيطية هي تقنية إحصائية منجزة تستخدم لضم المتحولات الحاوية على شك، وتم إدخالها للاستخدام في صناعة النفط والغاز كبديل لمحاكاة مونت كارلو. الفوائد الرئيسية للطريقة هي بساطتها وقابلية تحديد حساسية النتيجة للمتحولات المدخلة. يسمح هذا بترتيب المتحولات حسب تأثيرها في الشك بالنتيجة، وبالتالي تشير إلى حيث يجب توجيه الجهود لفهم أفضل أو تدبير المتحولات المفتاحية، للتدخل لتلطيف الهبوط و/أو للاستفادة من الصعود بالناتج.

تسمح الطريقة بإضافة المتحولات أو ضربها باستخدام القواعد الإحصائية

الأساسية، ويمكن تطبيقها على متحولات تابعة أو مستقلة. إذا كان بالإمكان تمثيل توزع مدخل بمتوسط (mean) وانحراف معياري (standard deviation)، عندئذ يمكن تطبيق القواعد التالية على متغيرات مستقلة (independent variables):

$$\text{Sums (say } c_i = a_i + b_i)$$

حيث كلّ من a_i وb_i هو توزيع.

1 ـ يميل مجموع التوزيعات نحو التوزيع النظامي.

2 ـ متوسط مجموع التوزيعات هو مجموع المتوسطات:

$$\mu_c = \mu_a + \mu_b$$

3 ـ يكون التغاير (variance) لمجموع التوزيعات هو مجموع التغايرات (variances).

$$\sigma_c^2 = \sigma_a^2 + \sigma_b^2$$

$$\text{Products (say } c_i = a_i \,.\, b_i)$$

حيث كلّ من a_i وb_i هو توزيع.

4 ـ يميل جداء التوزيعات نحو توزيع لوغاريتمي ـ نظامي.

5 ـ يكون متوسط جداء التوزيعات هو جداء المتوسطات.

$$\mu_c = \mu_a . \mu_b$$

يُدخَل من أجل القاعدة الأخيرة، معامل آخر K، هو معامل التغيير:

$$K = \frac{\sigma}{\mu}$$

6- قيمة $(1+K^2)$ للجداء هي جداء قيم $(1+K^2)$ المنفردة:

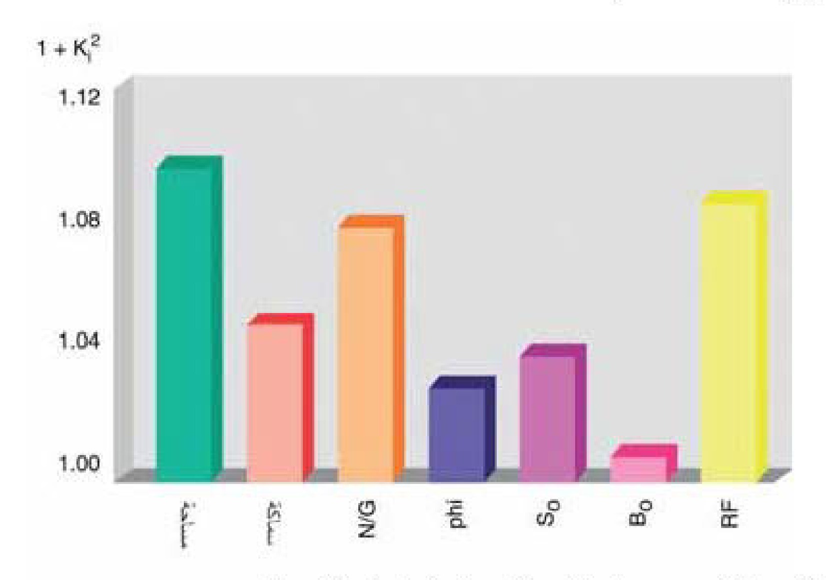
$$(1 + K_c^2) = (1 + K_a^2)(1 + K_b^2)$$

يمكننا بعد تعريف بعض القواعد الإحصائية العودة إلى مثالنا عن تقدير الاستعادة النهائية لتطوير حقل نفط. نستعيد العلاقة:

$$\text{UR} = \text{Area} \times \text{Thickness} \times \frac{N}{G} \emptyset S_o \frac{1}{B_o} \text{RF}$$

يمكن حساب قيم K وμ وσ من التوزيعات المحتملة لكلّ متحول على الجهة اليمنى. بفرض أن المتحولات مستقلة، يمكن الآن جمعها باستخدام القواعد الواردة أعلاه لحساب K وμ وσ للاستعادة النهائية. بفرض أن توزيع الاستعادة النهائية هو لوغاريتمي ـ نظامي، يمكن حساب قيمة الاستعادة النهائية لأيّ مستوى ثقة. يمكن تنفيذ كامل العملية على الورق، أو تنفذ بواسطة ورقة جدولة (spreadsheet) تكون النتائج غالباً ضمن 10% من تلك الناتجة من محاكاة مونت كارلو.

أحد المعالم المهمة في الطريقة الوسيطية أنها تشير، عبر قيمة $(1 + k_i^2)$ ، في التوزيع النسبي لكلّ متحول إلى الشك بالنتيجة. يرجع اللاحقة السفليّة i إلى أي متحول منفرد. سيكون $(1 + k_i^2)$ أكبر من 1.0: مع ارتفاع القيمة، يسهم المتحول أكثر بالشك في النتيجة. يمكننا، في المثال التالي ترتيب المتحولات حسب تأثيرها في الشك في الاستعادة النهائية. يمكننا كذلك حساب الإسهام النسبي في الشك (الشكل 7 ـ 12).



الشكل (7 ـ 12): ترتيب وقع المتحولات على الشك في الاحتياطي.

الهدف من هذا التمرين هو تحديد المعاملات المطلوبة لمزيد من التحري، إذا كان المجال الحالي من الشك في الاحتياطي كبيراً جداً للتورط في تطوير. يمكن، في هذا المثال، أن يوصي المهندس بمزيد من آبار التقييم أو دراسة

سيسمية أفضل للتقليل من الشك في منطقة الخزّان ونسبة الصافي إلى الإجمالي، بالإضافة إلى دراسة أكثر تفصيلاً لآلية التطوير لصقل فهم عامل الاستعادة. سيكون لدراسة خصائص المائع لتخفيض الشك في *Bo* (بسبب انكماش النفط)، تأثير صغير على تخفيض الشك بالاحتياطي. يمكن استخدام هذه المقاربة لما يلي:

- تخطيط نشاطات جمع المعطيات.
- تخطيط كيفية تخفيف تأثيرات الهبوط بالمتحولات المفتاحية.
- تخطيط كيفية الاستفادة من الصعود بالمتحولات المفتاحية.

7 ـ 2 ـ 6 تقدير ثلاثي ـ النقطة، طريقة مختصرة Three-point estimates: a short-cut method

إذا لم يكن هنالك معطيات كافية لوصف التوزيع المحتمل المستمر لمتحول (كما في مساحة حقل في مثال سابق)، يمكن أن نعمل تقدير غير موضوعي لقيم مرتفعة ومتوسطة ومنخفضة. إذا اختيرت باستخدام الاحتمالات التراكمية p85 وp50 وp15 الموصوفة في الفقرة (7 ـ 2 ـ 2)، عندها، يتضمن هذا بأن القيم الثلاث على الأرجح متساوية، لذلك لكلّ منها احتمال حدوث مقداره 1/3. لاحظ بأن القيم المنخفضة والمرتفعة ليست القيم الأدنى والأعلى.

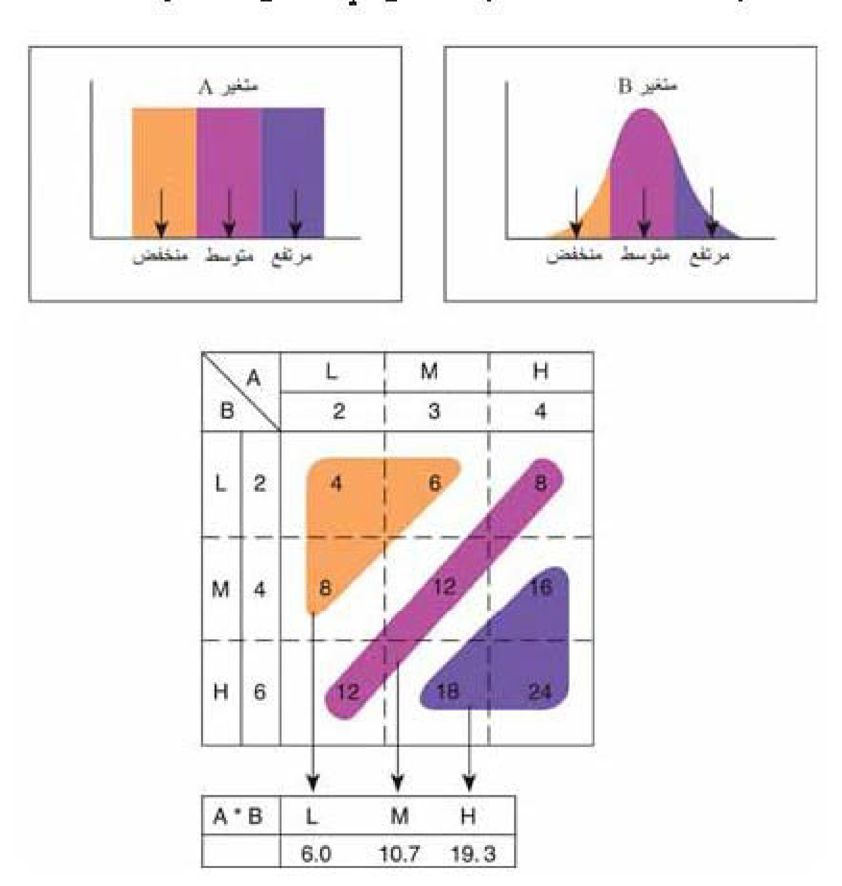
لتقدير جداء المتحولين الظاهرين في الشكل (7 ـ 13)، تكون الطريقة المختصرة هي بضرب القيم المنخفضة والمتوسطة والمرتفعة في مصفوفة (matrix) (التي اختيرت فيها الأرقام).

لاحظ بأن القيمة المنخفضة في الضم ليست القيمة الأدنى المطلقة (التي قد تكون 4، ويمكن أن تكون الناتج الممكن)، كما أن القيمة المرتفعة ليست الأعلى. تمثل القيم الثلاث (التي تحسب بأخذ متوسط القيم الثلاث الأدنى في المصفوفة، . . إلخ)، على الأرجح، نواتجَ متساوية للجداء *A*B*، كلاًّ باحتمال حدوث مقداره 1/3.

يمكن تكرار الطريقة المختصرة لتشمل متحولاً أخر، ولذلك يمكن أن تكون بديلاً للطريقتين المقدمتين سابقاً. يمكن استخدام هذه الطريقة كمحاولة

أخيرة، لكن انتبه إلى أن مجال الشك يضيق في كل مرة تعاد الطريقة، لأنه تهمل دوماً نهايات المتحولات المدخلة. قد يقود هذا إلى انطباع خاطئ عن مجال الشك في النتيجة النهائية.

ستناقش إدارة الشك بمزيد من التفصيل في الفصل الخامس عشر.



الشكل (7 ـ 13): ضم التقديرات الثلاثية ـ النقطة (three-point estimates).

الفصل الثامن

تقييم الحقل

Field Appraisal

مقدّمة والتطبيق التجاري: يهدف إنجاز النشاطات التقييمية للتراكمات المكتشفة إلى تخفيض الشك في وصف خزّان الهيدروكربون، وتقديم المعلومات التي يتم بواسطتها تقرير العمل التالي. قد يكون العمل التالي، مثلاً، إجراء المزيد من التقييم، أو بدء التطوير، أو لإيقاف النشاطات أو لبيع الاكتشاف. على كل حال، يجب أن يقود النشاط التقييمي إلى قرار الذي ينتج قيمة أعلى من الناتج عن قرار بغياب المعلومات التقييمية. يجب أن يكون التحسين في قيمة العمل، بأخذ المعلومات التقييمية، أكبر من كلفة النشاطات التقييمية، وإلا فالجهد التقييمي بدون جدوى.

يجب أن يكون للنشاط التقييمي أفضلية نظراً إلى مقدار التخفيض في الشك الذي يقدمه، وتأثيره في القيمة المنبثقة من العمل اللاحق.

ليس بالضرورة أن يكون هدف النشاط التقييمي هو البرهنة على وجود المزيد من الهيدروكربون. فمثلاً يجب اعتبار النشاط التقييمي الذي يبيّن بأن الاكتشاف غير اقتصادي جدير بالاهتمام، لأنه يجنّب الخسارة المالية التي قد تحدث فيما لو تم التطوير بدون تقييم.

ستبيّن هذه الفقرة دور التقييم في دورة حياة الحقل، ومصادر الشك الرئيسية في وصف الخزّان وتقنيات التقييم المستخدمة في تخفيض هذا الشك. ستقارن قيمة النشاط التقييمي بكلفتها لتحديد ما إذا كان النشاط مبرراً.

8 ـ 1 دور التقييم في دورة حياة الحقل The role of appraisal in the field life cycle

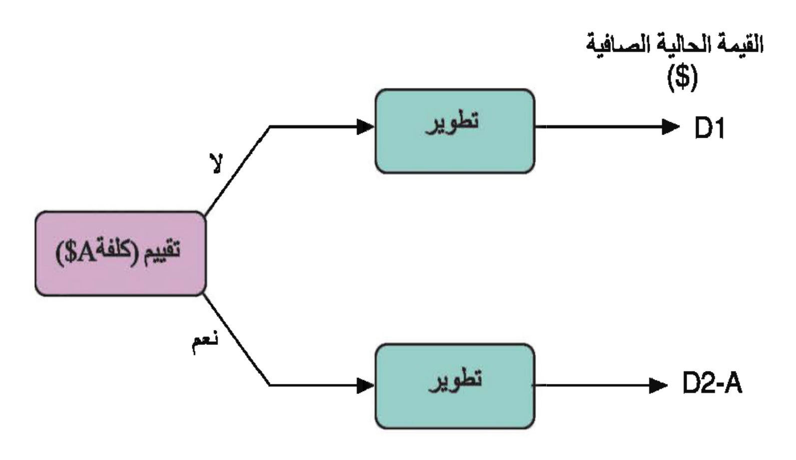
النشاط التقييمي، إذا أُنجز، هو الخطوة في دورة حياة الحقل الواقعة بين اكتشاف تراكم هيدروكربون وتطويره. دور التقييم هو تزويد معلومات مؤثرة بالكلفة (cost-effective information) التي بواسطتها يمكن اتخاذ القرار اللاحق. مِؤثرة بالكلفة تعني بأن قيمة القرار مع معلومات التقييم أكبر من قيمة القرار بدون معلومات. إذا لم يضف النشاط التقييمي قيمة أكبر من كلفته، عندها لا يستحق القيام به. يمكن أن يمثل هذا بمخطّط تدفقي (flow chart) بسيط (الشكل 8 ـ 1)، فيه كلفة التقييم هي $A. وربح (القيمة الموجودة الصافية NPV) التطوير مع معلومات التقييم هي $(D2-A) وربح التطوير بدون معلومات التقييم هي $D1.

إن نشاط التقييم ذو شأن فقط، إذا كانت قيمة الناتج مع معلومات التقييم أكبر من قيمة الناتج بدون معلومات.

أي $D2 - A > D1$

أو $A < D2 - D1$

بكلمات أخرى، يجب أن تكون كلفة التقييم أقل من التحسين في قيمة التطوير الذي يقدمه. من الضروري أحياناً اعتبار نواتج التقييم من أجل تقدير قيمة التطوير مع هذه النواتج.



الشكل (8 ـ 1): القيمة الحالية الصافية.

8 ـ 2 تعيين مصادر الشك وتحديد مقاديرها Identifying and quantifying sources of uncertainty

إن تقييم الحقل هو الأكثر استهدافاً لتخفيض مجال الشك بحجوم الهيدروكربون في المكان، ومكان تواجده والتخمين بسلوك الخزّان أثناء الإنتاج.

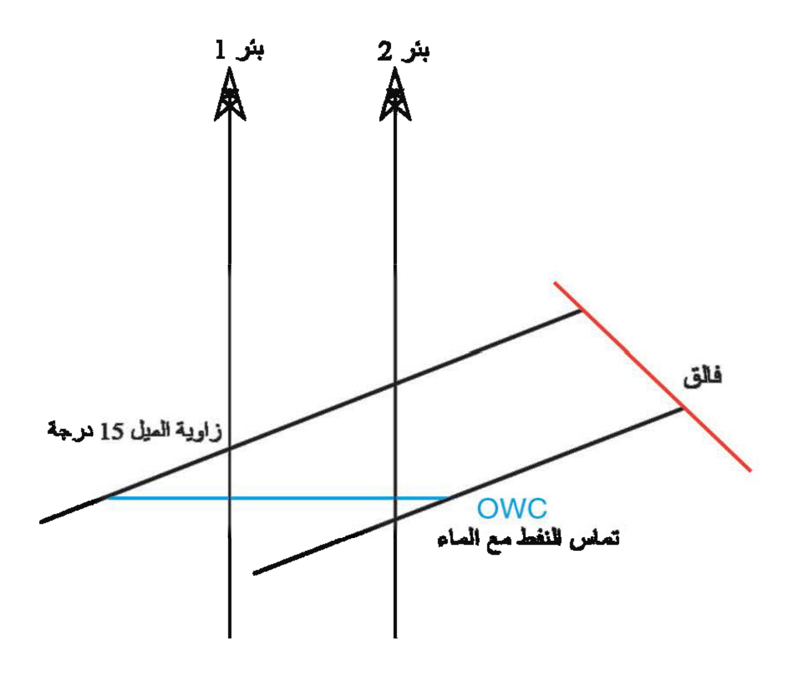
تظهر المعاملات الداخلة في تقدير النفط المخزون في المكان الأولي STOIIP والهيدروكربون في المكان الأولي GIIP والاستعادة النهائية UR وعوامل التحكم، في الجدول التالي:

مُعامل الدخل	عوامل التحكم
حجم الصخر الإجمالي	شكل البنية، ميل الجوانب، مكان الفوالق المحيطة، مكان الفوالق الداخلية، عمق حدود التماس (مثلاً، تماس النفط مع الماء)
نسبة الصافي إلى الإجمالي	البيئة الترسيبية، النشأة اللاحقة
المسامية	البيئة الترسيبية، النشأة اللاحقة
إشباع الهيدروكربون	نوعية الخزّان، الضغوط الشَعْرية
عامل حجم التَشَكُّل	نوع المائع، ضغط الخزّان وحرارته
عامل الاستعادة (الظروف الأولية فقط)	الخصائص الفيزيائية للموائع، زاوية ميل الخزّان، حجم الطبقة الحاملة، حجم القبعة الغازية

يجب ملاحظة أن عامل الاستعادة لخزّان يعتمد كثيراً على خطة التطوير، ولا يمكن استخدام الظروف الأولية فقط لتحديد هذا العامل.

يجب استخدام كافة المعاملات الواردة أعلاه لتعيين احتياطي تراكم ما. عند بناء منحني توقع للنفط المخزون في المكان الأولي والهيدروكربون في المكان الأولي أو الاستعادة النهائية، يجب استخدام مجال من القيم لكلّ معامل دخل، كما نوقش في الفقرة (7 ـ 2)، الفصل السابع. من الضروري عند تصميم خطة تقييم، تعيين أيٍّ من هذه المعاملات هو الأكثر تأثيراً في الشك بالنفط المخزون في المكان الأولي والهيدروكربون في المكان الأولي أو الاستعادة النهائية.

لنأخذ مثالاً على تقدير حجم الصخر الإجمالي، بناء على معطيات سيسمية ونتائج حفر بئرين في تشكّل (الشكل 8 ـ 2). حُدِّد المقطع العرضي وحُسِبت حالة أولية لحجم الصخر الإجمالي.



الشكل (8 ـ 2): تَشكُّل مُقَيّم جزئياً.

شملت القائمة العامة للعوامل المؤثرة في الشك بحجم الصخر الإجمالي، شكل التَشكُّل، وميل الجوانب، ومكان الفوالق المحيطة، ومكان الفوالق الداخلية وعمق حدود التماس (في هذه الحالة تماس النفط مع الماء). تم في المثال الوارد أعلاه اختراق البئرين لحد تماس النفط مع الماء، ويمكن تعيين ميل التشكّل من القياسات في البئر، التي بدورها ستسمح بمعايرة المعطيات السيسمية ثلاثية الأبعاد. ربما يكون مكان الفالق المحيط وميله وامتداد الحقل في المستوى المعامد لهذا المقطع هو المصادر الأكثر أهمية بالشك في الحجم الأولي للصخر. بالنظر في نوعية المعطيات السيسمية، يمكن تقدير الشك بموقع الفالق، ومؤشّرات التصدع الداخلي التي قد تؤثر في حساب الحجم.

يتطلب تعيين الشك الجيولوجي معرفة البيئة الترسيبية، والنشأة اللاحقة، والنمط البنيوي للحقل. غالباً ما يبدأ الحساب الكمي بتقدير غير موضوعي يقوم على معرفة الجيولوجيا الإقليمية. عند توفر القليل من المعطيات، تحتاج «التقديرات التخمينية (guesstimates)» أن تزود بمعطيات أو توجهات الخزّان من حقول مجاورة.

يوضح المثال بعض الخطوات الهامة في تعيين الشكوك، ثم البدء بحسابها كمياً:

- الأخذ بالاعتبار العوامل التي تؤثر في المعاملات التي تم تقييمها.
- ترتيب العوامل بناء على درجة تأثيرها.
- الأخذ بالاعتبار الشك بالمعطيات المستخدمة في حساب العامل.

يمكن استخدام نفس الإجراء في ترتيب المعاملات ذاتها (GRV, N/G, ø، S_h, B_o, RF)، لتعيين أيٍّ منها له التأثير الأكبر في HCIIP أو UR.

إن عملية الترتيب هي جزء مهم في برنامج تقييم، لأنه يجب أن تسعى النشاطات إلى تخفيف الشك في تلك المعاملات التي لها التأثير الأكبر في مجال الشك بـ HCIIP أو UR.

8 ـ 3 أدوات التقييم Appraisal tools

الأدوات الرئيسية المستخدمة في التقييم هي تلك التي نوقشت سابقاً للتنقيب، آبار الحفر وتنفيذ مسح سيسمي ثنائي الأبعاد 2D وثلاثي الأبعاد 3D. قد يتضمن النشاط التقييمي إعادة معالجة (re-processing) مسح سيسمي قديم (ثانية، 2D و3D) باستخدام تقنيات معالجة جديدة لتحسين التعريف. ليس من الضروري إعادة معالجة كل معطيات المسح: قد تعاد معالجة عيّنة لبيان ما إذا كان التحسين في التعريف جديراً بالاهتمام. في معظم الحالات التي يتوفر فيها مسح ثنائي الأبعاد، يفضل قضاء الوقت وصرف المال على تنفيذ مسح ثلاثي الأبعاد جديد.

يعد المسح السيسمي عادة أداة تنقيب وتقييم (Exploration & Appraisal (E&A)). مع ذلك، يستخدم حالياً المسح ثلاثي الأبعاد على نطاق واسع كأداة تطوير، تطبق للمساعدة في اختيار مواقع الآبار، وحتى تعيين النفط المتبقي في حقل ناضج. نوقش هذا في الفصل الثالث. على الأرجح استخدام المعطيات السيسمية المحصَّل عليها في مرحلة التقييم من حياة الحقل، خلال فترة التطوير.

يجب أن يتم النشاط التقييمي بناء على المعلومات المطلوبة. لذلك تكون الخطوة الأولى هي تحديد ما هي الشكوك التي يحاول التقييم تخفيضها، ثم ما هي المعلومات المطلوبة لتخفيض هذه الشكوك. مثلاً، إذا كانت حدود تماس المائع هي المصدر الرئيسي للشك، يكون حفر الآبار لاختراق هذه الحدود هي

الأداة المناسبة، وقد لا تكون المعطيات السيسمية أو اختبار الآبار مناسبة. فيما يلي بعض أدوات التقييم:

- اختبار التداخل (interference test) بين بئرين لتعيين انتقال الضغط عبر فالق.
- حفر بئر على جانب حقل لتحسين ضبط الميول التي حدّدت بالدراسة السيسمية.
- حفر بئر بمقطع أفقي طويل كفاية للخروج من جوانب الخزّان، وتحديد امتداد الخزّان في الجوانب (قد تقدم الآبار الأفقية معلومات تقييمية عن استمرارية الخزّان أكثر أهمية مما تقدمه الآبار الشاقولية).
- اختبار إنتاج (production test) لبئر لتعيين إنتاجية آبار التطوير المستقبلية.
- أخذ عيّنات واختبار إنتاجية العمود المائي في حقل للتخمين بتصرف الطبقة الحاملة أثناء الإنتاج أو لاختبار قابلية الحقن في العمود المائي.
- تعميق (deepening) بئر لتحري احتمال وجود نفط في العمق.
- أخذ عيّنات من البئر لتحديد تأثيرات النشأة اللاحقة.

من الجدير بالملاحظة إنه إذا كان تطوير الحقل باستخدام آبار أفقية مأخوذاً بعين الاعتبار، عندئذ ستساعد آبار تقييمية أفقية (horizontal appraisal wells) في جمع معطيات مُمَثِلة وتحديد فوائد هذه التقنية، التي ستناقش مطولاً في الفقرة (3.10)، الفصل (10).

8 ـ 4 التعبير عن تخفيض الشك Expressing reduction of uncertainty

إن الطريقة الأكثر بلاغة في التعبير عن الشك في HCIIP أو UR هي في استخدام منحني التوقع، كما قُدّم في الفقرة (7-2)، الفصل السابع. يمكن قراءة القيم المرتفعة (H) والمتوسطة (M) والمنخفضة (L) من منحني التوقع. يمكن تعريف تمثيل رياضي للشك بمعامل (أي STOIIP)

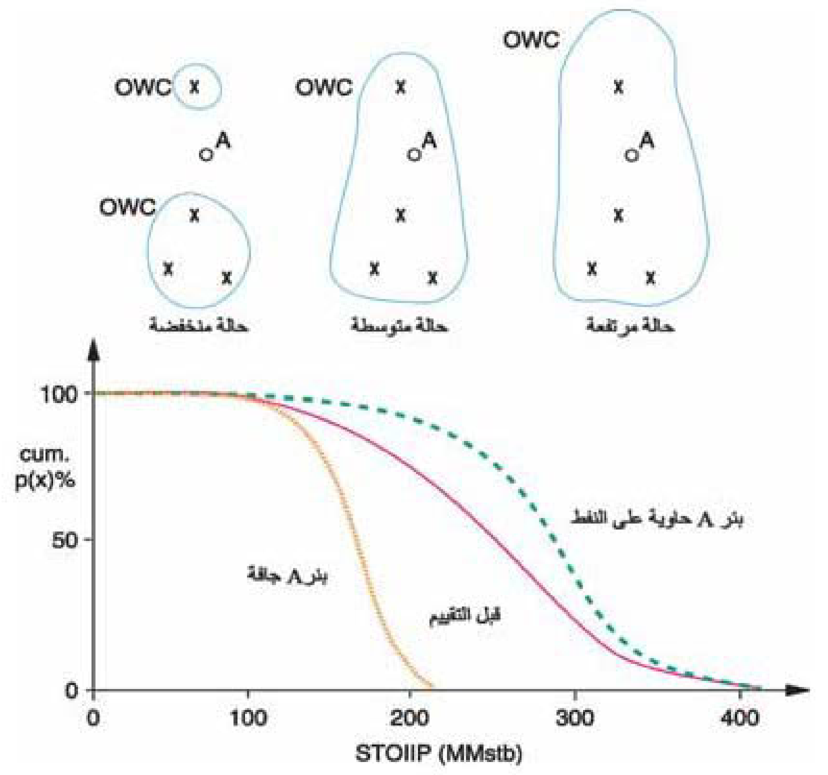
$$\% \, Uncertainty = \frac{H - L}{2M} \times 100\%$$

إن الهدف المعلن لنشاط التقييم هو تخفيض الشك. يمكن إظهار تأثير تقييم

الشك على منحني التوقع إذا فُرِضَ ناتج من التقييم. يصور ما يلي هذه العملية.

لنفرض أن أربعة آبار قد حُفرت في حقل، وحدّد الجيولوجي ثلاث خرائط لطبقة الرمل العلوي بناء على المعطيات المتوفرة. استخدمت هذه الخرائط مع مجالات معطيات المعاملات الأخرى ($N/G, S_o, \Phi, B_o$)، في بناء منحني التوقع لـ STOIIP (الشكل 8 ـ 3).

إذا كانت البئر A حاملة للنفط، عندئذ يجب أن ترتفع الحالة المنخفضة، مع أن الحالة المرتفعة قد لا تتأثر. إذا كانت البئر A حاملة للماء (جافة)، عندئذ يجب أن تنخفض الحالتان المتوسطة والمرتفعة، وقد تبقى الحالة المنخفضة على حالها. فمن أجل كلا الناتجين، يصبح منحني التوقع بعد التقييم أكثر حدة، وينخفض مجال الشك.



الشكل (8 ـ 3) : تأثير بئر تقييمية A في منحني التوقع.

لاحظ بأنه ليس هدف البئر التقييمية إيجاد المزيد من النفط، لكن لتخفيض

مجال الشك في تقدير STOIIP. إذا كانت البئر A جافة فلا يعني أنها بئر تقييمية غير ناجحة. يجب اختيار موقع البئر A على أساس الموقع الذي خَفّضَ بشكل فعّال مجال الشك. مثلاً، قد يكون موقع إلى شمال الآبار الموجودة أكثر فعالية في تخفيض الشك. يساعد اختبار البئر التقييمية بهذه الطريقة بتحديد أين يقع المصدر الأعظم للشك.

8 ـ 5 حسابات الكلفة ـ الفائدة للتقييم Cost-benefit calculations for appraisal

كما نوقش في بداية هذه الفقرة، إن قيمة المعلومات من التقييم هو الفرق بين الناتج من قرار بوجود المعلومات والناتج من قرار بغياب المعلومات.

يتم تحديد قيمة المعلومات بمساعدة أشجار القرار (decision trees). اعتبر شجرة القرار التالية كطريقة لتبرير كم ينبغي الصرف على التقييم. تم افتراض أن مجال الشك في STOIIP قبل التقييم هو (قيم L, M, H على التوالي هي 20, 48, 100MMstb). يمكن للمرء إنجاز تقييم يحدّد أيّاً من الحالات الثلاث حقيقي فعلاً، ثم يضع خطة تطوير لـ STOIIP، أو يمكن الانطلاق بالتطوير بغياب معلومات التقييم، فقط لإيجاد أيٍّ من الـ STOIIPs الثلاث موجود فعلاً، بعد الالتزام بالتطوير.

يوجد نوعان من العُقد في شجرة القرار: عُقد القرار (مستطيلة) (decision nodes) وعقد الحظ (دائرية) (chance nodes). يمكن لعُقد القرار التشعب إلى مجموعة من الأعمال المحتملة، بينما تتشعب عُقد الحظ إلى عدد من النتائج أو الحالات.

يمكن اعتبار أن شجرة القرار كخطة طريق تشير إلى الترتيب الزمني الذي ستنجز به سلسلة من الأعمال، وتظهر عدة مسارات ممكنة، فيسلك واحداً منها فقط.

ترسم الشجرة بدءاً من القرار الأول الذي يجب اتخاذه، ويُسأل أيّ الأعمال ممكنة، ثم اعتبار كل النتائج الممكنة من هذه الأعمال، ويتبع باعتبار كل الأعمال المستقبلية التي يمكن اتخاذها عند معرفة تلك النتائج، وهكذا. تبنى الشجرة بترتيب زمني من اليسار إلى اليمين.

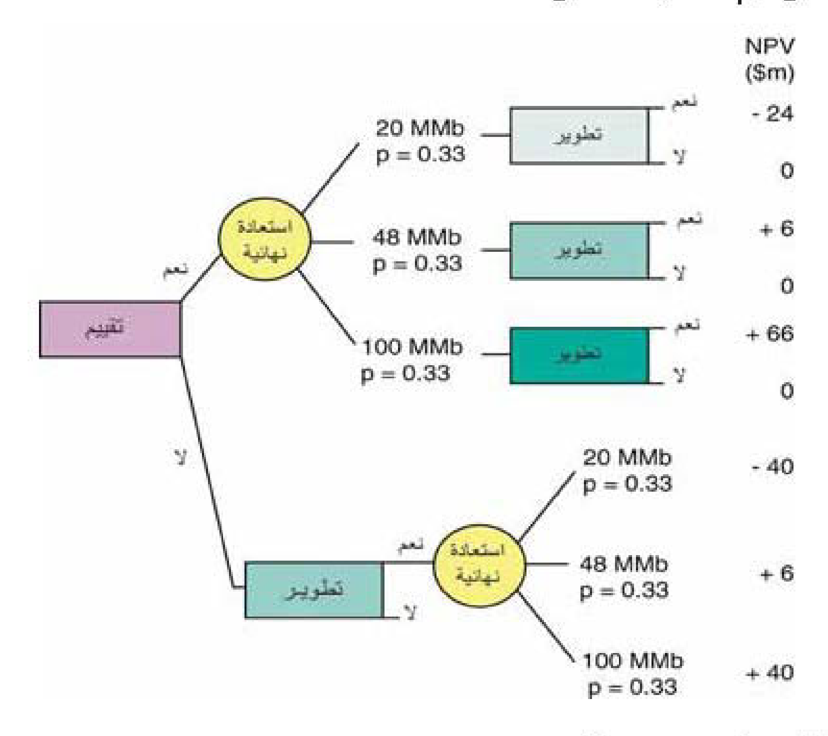
ثم توضع أوراق الشجرة على المخطّط، بدءاً من المستقبل الأبعد: على الجانب الأيمن. تمثل القيم على أوراق الشجرة القيم الموجودة الصافية (NPVs) لتدفقات النقد (cashflows)، التي تماثل النتائج المنفردة.

تقدر بعدها، احتمالات كل غصن من عُقد الحظ وتلحظ على المخطّط.

وأخيراً، يمكن إنجاز التقييم بالرجوع إلى الشجرة، بدءاً من الأوراق والعمل رجوعاً نحو جذور الشجرة.

ليس، بالإمكان، التكهّن أيّاً من النواتج الفعلية ستكون لعقد الحظ، لذا تؤخذ كل نتيجة مع الاحتمال الموافق لها. إن قيمة عقدة الحظ هي متوسط إحصائي (موزون) لكلّ نتائجها.

يفترض، بالنسبة إلى عقد القرار، أن الإدارة الجيدة ستقودنا إلى تحديد العمل الذي سينتج أعلى القيم الموجودة الصافية NPV. لذا فقيمة عقدة القرار هي أفضل قيم أعمالها (الشكل 8 ـ 4).



الشكل (8 ـ 4) : شجرة قرار للتقييم.

القرار الأول في المثال، هو: هل يُجرى التقييم أو لا؟ إذا جرى التقييم، هنالك ثلاثة نواتج محتملة ممثلة بعقدة حظ: المرتفعة، والمتوسطة والمنخفضة لـ STOIIP. تلحظ على أغصان عقدة الحظ الاحتمال المقدر للنواتج (0.33 في

كل حالة). يجب أن يكون مجموع الاحتمالات على كل أغصان عقدة الحظ مساوياً للواحد، لأنه يجب أن تصف الأغصان كل النواتج المحتملة. القرار التالي، هو: هل يجب إجراء التطوير أو لا؟ يجب تصميم خطة التطوير المناسبة لـ STOIIP، ويجب أن يكون لها منحنيات الكلفة والتخمين المختلفة. يمكن رؤية أن التطوير لحالة STOIIP المنخفضة سينتج قيمة موجودة صافية سالبة.

إذا لم ينجز أيُّ تقييم، وبدأ التطوير، مثلاً، على الحالة المتوسطة لـ STOIIP بقيمة 48MMstb، عندئذ لن توجد STOIIP الفعلية حتى تبنى المنشآت وتحفر آبار التطوير المبكرة. إذا تبين بأن STOIIP كانت 20MMstb فقط، عندئذ سيخسر المشروع 40 مليون دولار، عندئذ ستفرض القيمة الموجودة الصافية بأنها هي نفسها للحالة المتوسطة بعد التقييم. إذا كانت STOIIP فعلياً مساوية لـ 100MMstb، عندئذ ستكون القيمة الموجودة الصافية NPV مساوية 40+ مليون دولار أقل من الحالة بعد التقييم (66+ مليون دولار) لأن المنشآت صغيرة جداً للتعامل مع احتمال إنتاج إضافي.

في المثال، يقود التطوير بدون تقييم إلى قيمة موجودة صافية NPV وهي المتوسط الموزون للناتج: $\$ \text{ million} = (-40+6+40)/3 = +\$2 \text{ million}$. يسمح التطوير بعد التقييم للقرار بعدم التطوير في حالة STOIIP، ويكون المتوسط الموزون للناتج: $\$\text{million } (0+6+66)/3 = +\$24 \text{ million}$.

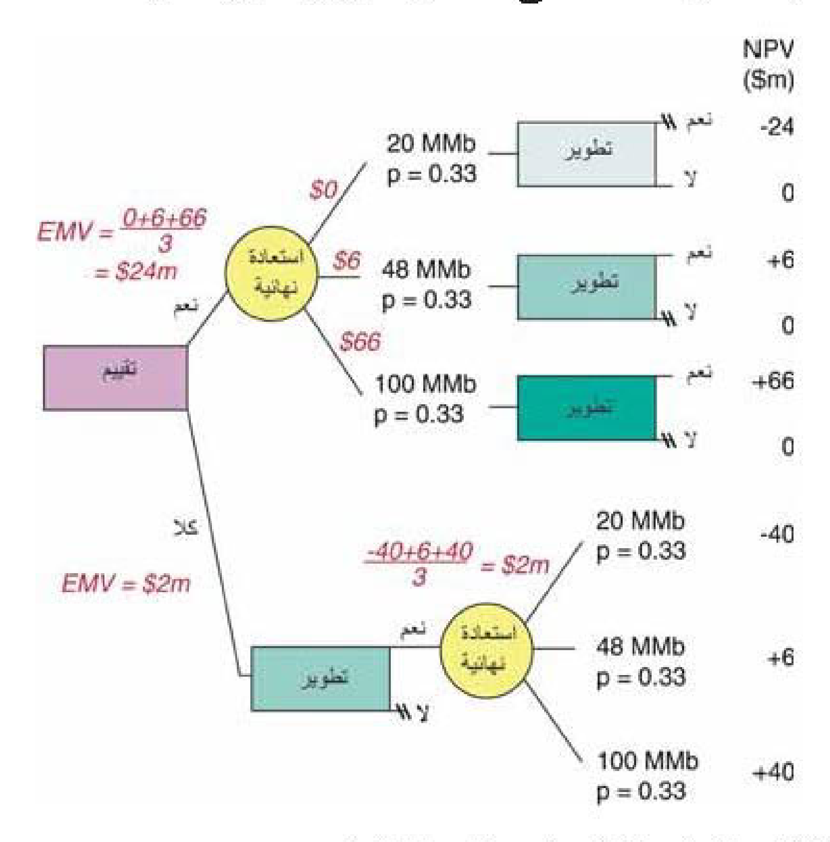
قيمة معلومات التقييم = قيمة الناتج مع معلومات التقييم ـ قيمة الناتج بدون معلومات التقييم

= 24 مليون دولار ـ 2 مليون دولار = 22 مليون دولار

لذلك من المبرر، في هذا المثال، صرف 22 مليون دولار على نشاط التقييم، الذي سيميز بين حالات STOIIP المرتفعة والمتوسطة والمنخفضة. إذا كان تعيين هذا سيكلف أكثر من 22 مليون دولار، عندئذ من الأفضل المتابعة بدون التقييم. لذلك استخدمت شجرة القرار لوضع قيمة لنشاط التقييم، وللإشارة إلى متى لا يستحق القيام بالتقييم.

يعطي الشكل (8 ـ 5) نفس شجرة القرار، لكنها عُكست (rolled-back) لإظهار قيمة معلومات التقييم ـ الفرق مع معلومات التقييم، والقيمة المالية المتوقعة (EMV) بدون معلومات التقييم. (EMV) هي القيمة المالية المتوقعة (Expected)

Monetary Value (EMV)؛ ناتج المخاطرة الموزون لغصن الشجرة.



الشكل (8 ـ 5) : شجرة قرار معكوس (rolled-back).

الهدف من استخدام مقاربة شجرة القرار لأنها توضح عملية اتخاذ القرار. كذلك، قد يخدم النظام المطلوب لبناء شجرة قرار منطقية لتوضيح القرارات الأساسية ويبرز الشك.

يسمح النظام المالي (fiscal regime) (أو النظام الضريبي) في بعض الدول باعتبار كلفة نشاط التنقيب والتقييم E&A للتعويض مقابل الناتج كسماح مالي قبل حساب الناتج الخاضع للضريبة. لذلك تكون كلفة التقييم قد خُفِّضت بالنسبة إلى شركة تسَوق الضريبة، ويجب أن يعرف هذا عند صياغة حسابات الكلفة ـ الفائدة.

8 ـ 6 الجوانب العملية للتقييم Practical aspects of appraisal

كثيراً ما يوجد، بالإضافة إلى جوانب الكلفة ـ الفائدة لنشاطات التقييم،

اعتبارات أخرى التي تؤثر في تخطيط التقييم، مثل:

- الضغط الزمني لبدء التطوير (مثلاً، ناتج من عقد مشاركة الإنتاج الذي يقيّد فترة التنقيب والتقييم).
- آراء الشركاء في الرقعة.
- توفر الموارد المالية لدى المُشَغل والشركاء.
- زيادة الحافز لإجراء التقييم بسبب السماح الضريبي المتاح للتقييم.
- توفر الحفّار.

كثيراً ما تهجر آبار التقييم بعد جمع المعلومات المطلوبة، بوضع إسمنت وسدّادات معدنية في البئر ثم تغطية البئر بجهاز خاتم. إذا تبين أن تطوير الحقل واعد، يجب الأخذ بعين الاعتبار إيقاف آبار التقييم. يستلزم هذا تأمين البئر بطريقة معترف بها باستخدام أجهزة السلامة التي يمكن إزالتها لاحقاً، للسماح باستخدام البئر للإنتاج أو للحقن أثناء تطوير الحقل، يشار أحياناً إلى مثل هذه البئر باسم «الحافظ (keeper). يجب، عادة، إعطاء الاعتراف من قبل سلطات الدولة المضيفة لإيقاف البئر مؤقتاً. قد يوفر عمل كهذا بعض كلفة حفر بئر تطوير جديدة، مع أنه في الحالات البحرية، تكون كلفة إعادة استخدام بئر تقييم بإعادة تركيب رأس بئر (wellhead) تحت بحري، ومَرَدّة (tie-back) خط تدفق، وماسورة صاعدة (riser) مُعادِلة لكلفة حفر بئر جديدة.

في المواقع التي تكون فيها إضافة منشآت للتطوير رخيصة نسبياً، قد يكون تطوير الحقل الممرحل (phased development) خياراً. فبدلاً من تخفيض الشك لوضع خطة تطوير مثالية قبل بدء التطوير، قد ينجز التطوير والتقييم بشكل متزامن. تستخدم نتائج التقييم في التطوير المبكر لتحديد الجزء التالي من خطة التقييم. إن لهذا فائدة توحيد جمع المعطيات مع الإنتاج المبكر، الذي يساعد كثيراً على توفر النقد للمشروع. إن التطوير الممرحل مع تقييم متزامن، أكثر ملاءمة للتطويرات الشاطئية والمياه الضحلة حيث تكاليف المنشآت أقل. في تطويرات المياه البحرية العميقة، وباستخدام منصّة حفر وإنتاج مدمجة، يوجد حافز أقوى بكثير لتصميم صحيح للمنشآت في مرحلة مبكرة، لأن الإضافات والتعديلات اللاحقة أكثر كلفة بكثير.

الفصل التاسع

سلوك الخزّان الديناميكي

Reservoir Dynamic Behaviour

مقدّمة والتطبيق التجاري: يعتبر سلوك الخزّان والبئر تحت الشروط الديناميكية معاملات أساسية في تحديد ما هو جزء الهيدروكربون في المكان الأولي HCIIP الذي سَيُنتج إلى السطح خلال عُمْر الحقل، وبأي معدل سَيُنتج وما هي الموائع غير المرغوب فيها، مثل الماء، سَتُنتج. سيملي هذا السلوك تدفق الدخل الذي يولّده التطوير من خلال بيع الهيدروكربون. يرتبط إنجاز الخزّان والبئر بخطة التطوير السطحية، ولا يمكن أخذه بشكل منعزل، إذ تتطلب خطط تطوير تحت سطحية مختلفة منشآت سطحية مختلفة. لذلك فاستقراء سلوك الخزّان والبئر مركبات حاسمة في تخطيط تطوير الحقل، ويلعب كذلك دوراً رئيسياً في إدارة الخزّان أثناء الإنتاج.

ستبحث هذه الفقرة بسلوك موائع الخزّان بصورة رئيسية، بعيداً عن البئر، لوصف ما يتحكم بانزياح الموائع نحو البئر. إن فهم هذا السلوك مهم عند تقدير عامل الاستعادة RF للهيدروكربون، والتكهن بإنتاج كلٍّ من الهيدروكربون والماء. سيؤخذ بعين الاعتبار في الفصل العاشر، تصرف تدفق المائع من فوهة البئر، وهذا سيؤثر في عدد الآبار المطلوبة للتطوير، وتحديد أماكنها.

9 ـ 1 القوة الدافعة للإنتاج The driving force for production

إن موائع الخزّان (النفط، الماء، والغاز) والنسيج الصخري موجودة تحت حرارة وضغط مرتفعين؛ أي أنها مضغوطة قياساً إلى كثافاتها العادية في الحرارة

والضغط النظاميين. سينتج أيّ انخفاض في الضغط على الموائع أو الصخر زيادة في الحجم، بناء على تعريف الانضغاطية، وكما نوقش في الفقرة (6 ـ 2)، الفصل السادس، فقد فرضت شروط تساوي الحرارة في الخزّان. تعرف الانضغاطية متساوية درجة الحرارة (c) (Isothermal Compressibility)، وكما يلي:

$$c = -\frac{1}{V}\frac{dV}{dP}$$

بتطبيق هذا مباشرة على الخزّان، عند إزالة حجم من المائع (dV) من المنظومة من خلال الإنتاج، سيحدد هبوط الضغط (dP) من الانضغاطية والحجم (V) لمركبات منظومة الخزّان (الموائع بالإضافة إلى نسيج الصخر). بفرض انضغاطية النسيج الصخري مهملة (وهذا صحيح للكل ماعدا صخور خزّان تحت ـ متراصة وضعيفة التصلب والمنظومات منخفضة المسامية جداً)

$$dV = \left[c_O V_O + c_g V_O + c_W V_W\right] dP$$

حيث تشير o وg وw إلى نفط، غاز، ماء على التوالي. يمثل الحد dV سحب الموائع الباطنية من الخزّان، التي قد تكون مزيجاً من نفط وغاز وماء. تعتمد الانضغاطيات الدقيقة للموائع على حرارة الخزّان وضغطه، لكن تشير المجالات التالية إلى الانضغاطيات النسبية:

$$c_o = 10 \times 10^{-6} \text{ to } 20 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

$$c_g = 500 \times 10^{-6} \text{ to } 1500 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

$$c_w = 3 \times 10^{-6} \text{ to } 5 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

للغاز انضغاطية أعلى بكثير من النفط والماء، ولذلك يتمدد بكمية أكبر نسبياً لأي هبوط بالضغط. بينما تسحب الموائع الباطنية (أي حدوث الإنتاج)، يتمدد أي غاز حالاً ليحل في الفراغ، مع انخفاض صغير بضغط الخزّان. إذا كان النفط والماء موجودين فقط في منظومة الخزّان، سيحدث انخفاض أكبر بكثير في ضغط الخزّان لنفس كمية الإنتاج.

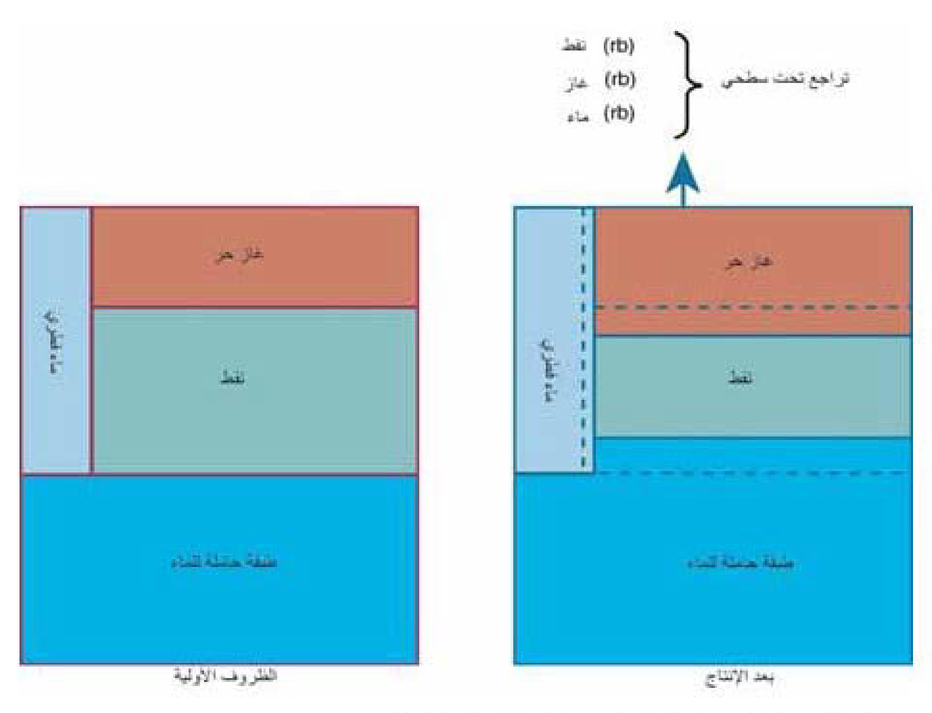
يعمل تمدد موائع الخزّان، التابع لحجمها وانضغاطيتها، كمصدر للطاقة الدافعة التي قد تعمل على تعزيز الإنتاج الأولي (primary production) من

الخزّان. يعني الإنتاج الأولي استخدام الطاقة الطبيعية المخزونة في الخزّان كآلية دافعة للإنتاج. تقتضي الاستعادة الثانوية (secondary recovery) إضافة بعض الطاقة إلى الخزّان بحقن موائع مثل الماء أو الغاز، لتعزيز ضغط الخزّان بينما يجري الإنتاج.

يُظهر الشكل (9 ـ 1) كيفية حدوث تمدد الموائع في الخزّان لتحل محل الموائع التي أُنتِجت على السطح أثناء عملية الإنتاج.

نوقشت العلاقة بين الحجوم تحت السطحية (مقاسة ببراميل الخزّان) والحجوم على السطح في الفقرة (6 ـ 2)، الفصل السادس. أشير إلى العلاقات كالتالي:

		المدى النمطي
عامل تَشَكُّل حجم نفط الخزّان	B_o (rb/stb)	1.1-2.0
عامل تَشَكُّل حجم غاز الخزّان	B_g (rb/stb)	0.002-0.0005
عامل تَشَكُّل حجم ماء الخزّان	B_w (rb/stb)	1.0-1.1



الشكل (9 ـ 1): تمدد الموائع لتحل محل الحجوم المنتجة.

هنالك إسهام إضافي في الطاقة الدافعة هو تراص المسام (pore compaction)، أدخل في الفقرة (6 ـ 2)، الفصل السادس. يزداد ضغط الحبيبة على الحبيبة، عندما ينخفض ضغط مائع المسام نتيجة الإنتاج، مما يؤدي إلى تقارب حبيبات الصخر، وبذلك ينخفض حجم المسام المتبقي، مما يضيف فعلياً إلى الطاقة الدافعة. إن التأثير صغير عادة (أقل من 3٪ من الطاقة المقدّمة من تمدد المائع)، لكن قد يقود إلى تراص الخزّان وهبوط السطح في الحالات التي يهبط بها ضغط مائع المسام كثيراً وتكون حبيبات الصخر منخفضة التراص.

يصف مهندسو الخزّان العلاقة بين حجم الموائع المنتجة، وانضغاطية الموائع وضغط الخزّان باستخدام تقنيات توازن المادة (material balance). تُعامل هذه المقاربة الخزّان مثل صهريج مملوء بالنفط والماء والغاز وصخر الخزّان بالحجوم المناسبة، لكن بدون اعتبار توزيع الموائع (أي، التوزيع التفصيلي أو حركة الموائع ضمن المنظومة). يستخدم توازن المادة خصائص الضغط والحجم والحرارة للموائع التي وصفت في الفقرة (6 ـ 2 ـ 6)، الفصل السادس، ويأخذ بالاعتبار تغيّرات خصائص الموائع مع الضغط. هذه التقنية، أولاً، مفيدة بالتخمين بكيفية استجابة ضغط الخزّان للإنتاج. وثانياً، يمكن استخدام توازن المادة لتخفيض الشك بحساب الحجوم، بقياس ضغط الخزّان والإنتاج التراكمي خلال طور الإنتاج في حياة الحقل. سيُعرض، في الفقرة التالية، مثالٌ لأبسط معادلة توازن للمادة لخزّان نفطي فوق نقطة التفقع.

9 ـ 2 آليات سَوق الخزّان Reservoir drive mechanisms

بيّنت الفقرة السابقة بأن الموائع الموجودة في الخزّان، وانضغاطياتها وضغط الخزّان تحدد جميعها كمية الطاقة المخزونة في المنظومة. يمكن تمييز ثلاث مجموعات من حالات المائع الأولية للنفط، ويمكن وصف سلوك الخزّان والإنتاج لكلّ حالة، كما يلي:

آلية الحركة	حالة المائع الأولية
سَوق غاز المحلول (أو قوة النضوب الدافعة)	نفط تحت ـ مشبع (غياب القبعة الغازية)
سَوق غاز القبعة (gas cap)	نفط مشبع مع قبعة غازية
سَوق الماء من خلال الحقن أو بوجود طبقة حاملة للماء كبيرة في الأسفل	نفط مشبع أو تحت مشبع

9 ـ 2 ـ 1 سَوق غاز المحلول (أو سَوق النضوب) Solution gas drive (or depletion drive)

يحدث سَوق غاز المحلول في خزّان لا يحوي قبعة غازية أولية أو طبقة حاملة للماء نشطة في الأسفل لدعم الضغط، ولذلك ينتج النفط القوة الدافعة الناتجة من تمدد النفط والماء المقرون أو الفطري، بالإضافة إلى أي سَوق تراص. إن ما يقدمه التراص والماء المقرون أو الفطري للقوة الدافعة صغير، لذلك تسود انضغاطية النفط، الطاقة الدافعة. ونظراً إلى أن انضغاطية النفط نفسها منخفضة، يهبط الضغط سريعاً مع حدوث الإنتاج، حتى يصل إلى نقطة التفقع (bubble point).

تُمثّل معادلة توازن المادة التي تربط حجم النفط المنتج (N_p stb) إلى هبوط الضغط في الخزّان (ΔP) كما يأتي:

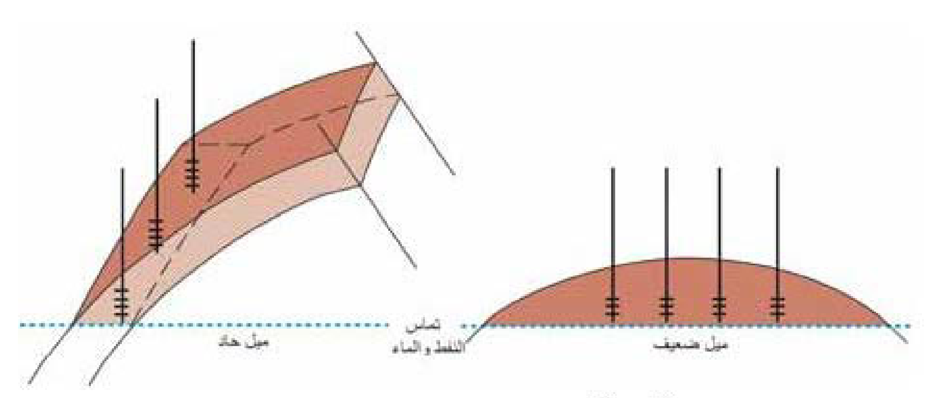
$$N_p B_o = N B_{oi} C_e \Delta P$$

حيث B_o عامل حجم نفط الخزّان تحت ضغط الخزّان المنخفض (rb/stb)؛ stb)؛ B_{oi}، عامل حجم نفط الخزّان تحت ضغط الخزّان الأولي (rb/stb)؛ C_e متوسط انضغاطية حجم النفط والماء المقرون والصخر (psi^{-1})؛ وN النفط المخزون في المكان الأولي (stb) STOIIP.

عند الوصول إلى نقطة التفقع، يبدأ الغاز المنحل بالتحرر من النفط، وبما أن للنفط المتحرر انضغاطية عالية، يتباطأ معدل هبوط الضغط بوحدة الإنتاج.

حالما يتغلب الغاز المتحرر على إشباع الغاز الحرج في المسام، الذي يكون تحته ثابتاً في الخزّان، يمكنه إما الهجرة إلى قمة الخزّان تحت تأثير قوى الطفو(buoyancy forces)، أو التحرك باتجاه الآبار المنتجة تحت تأثير القوى الهيدروديناميكية الناتجة من الضغط المنخفض المتولد من بئر الإنتاج. يفضّل، من أجل استخدام انضغاطية الغاز العالية، أن يشكّل الغاز قبعة غازية ثانوية (secondary gas cap) لتسهم في الطاقة الدافعة. يمكن تشجيع ذلك بتخفيض مخروط هبوط الضغط أو غاطس الضغط (pressure sink) حول آبار الإنتاج (وهذا يعني إنتاجاً أقل من كل بئر) وبتحديد مواقع آبار الإنتاج بعيداً عن قمة (crest) الحقل. في الحقول حادة الميلان تقع الآبار في أسفل الجوانب المنحدرة عادةً. مع ذلك، تثقب الآبار في مثل هذه الحقول بأخفض ما يمكن للابتعاد عن أي

قبعة غازية ثانوية (الشكل 9 ـ 2). هذا ويُعتبر مشكلة تمخرط أو امتصاص الماء (water coning)، التي سنناقش في الفقرة (10 ـ 2) من الفصل العاشر، من الأمور المعوقة التي تتطلب تحديد عمق وموقع الثقب اللازم إحداثه بدون امتصاص كميات زائدة من الماء.

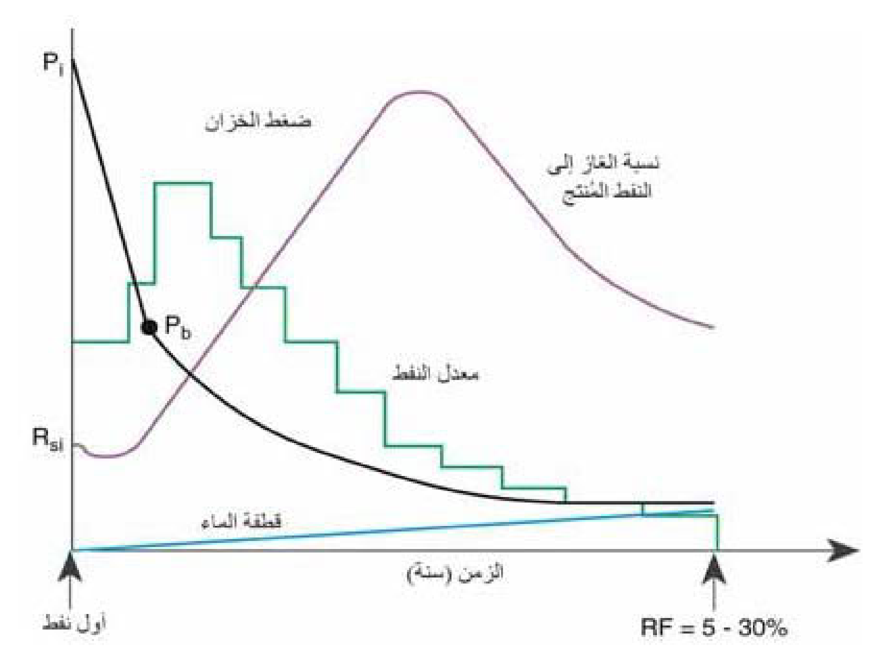


الشكل (9 ـ 2) : موقع الآبار وأثره في دفع الموائع بالغاز.

يظهر في الشكل (9 ـ 3) منحني سيماء الإنتاج (production profile) لخزّان طُوّر لدفع المحلول بواسطة الغاز.

وكما في كلّ منحنيات سيماء الإنتاج، يوجد ثلاثة أطوار واضحة، ومُعرّفة من خلال النظر إلى معدل إنتاج النفط (إلى ذلك الحقل) هذا، وبعد تاريخ الإنتاج الأول (first production date) يوجد فترة تنامي (build-up)، يتم فيها حفر آبار التطوير وتدخل في مجرى الإنتاج، ويعتمد شكل الإنتاج على البرنامج الزمني للحفر. وحالما يتم الوصول إلى الاستقرار (plateau)، تمتلئ المنشآت ويوقف أي إنتاج إضافي ممكن من الآبار. تصمم المنشآت عادة على معدل استقرار يؤمن استخراجاً (offtake) أمثل من الحقل، والأمثل هنا هو التوازن بين إنتاج نفط أبكر ما يمكن مع تجنب أي انزياح غير مستحب في الخزّان ناتج من إنتاج أسرع مما يجب، وبالتالي فقدان الاستعادة النهائية. يتغيّر معدل الإنتاج النمطي خلال فترة الاستقرار التي تتراوح بين 2 إلى 5٪ من النفط المخزون في المكان الأوّلي في السنة، وحالما يصبح أهمية البئر غير قادر على المحافظة على معدل استقرار النفط، تبدأ فترة الانحدار (decline) وتستمر حتى يتم الوصول إلى معدل الهجر (abandonment rate) ويفضّل الإشارة إلى الهجر بعبارة وقف التشغيل

(decommissioning) نهائياً، عندما تصبح كلفة الإنتاج أكبر من عائدات الإنتاج.



الشكل (9 ـ 3) : منحني سيماء الإنتاج لخزّان يُساق فيه المائع بالغاز (حقن غازي).

في حالة سَوق المائع بالغاز، يهبط ضغط الخزّان بسرعة كبيرة حالماً يبدأ الإنتاج، وخاصة فوق نقطة التفقع، نظراً إلى أن انضغاطية المنظومة واطئة. ونتيجةً لذلك تفقد آبار الإنتاج قدرتها على التدفق السريع إلى السطح، وليس ذلك بسبب فترة الاستقرار القصيرة فقط، وإنما لأن الانحدار سريع أيضاً.

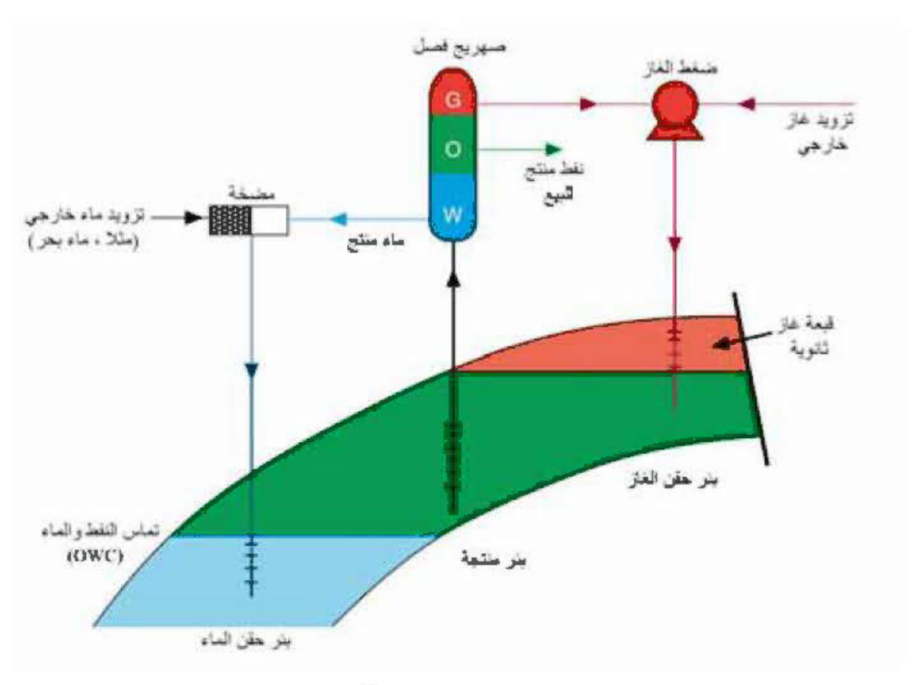
تبدأ نسبة الغاز إلى النفط المنتجة GOR في المائع الأوّلي (R_{si}) GOR بالتناقص حتى الوصول إلى الدرجة الحرجة لإشباع الغاز، عندها يزداد GOR بسرعة مع تحرر الغاز المنتج في الآبار، إما مباشرة مع تحرره أو بسحبه إلى الآبار المنتجة من القبعة الغازية الثانوية. تتمدد القبعة الغازية الثانوية مع الزمن، مع تحرر المزيد من الغاز، ولذلك تقترب من الآبار المنتجة، مما يزيد احتمال سحب الغاز من القبعة الغازية الثانوية. قد تهبط نسبة GOR في سنوات لاحقة مع تلاشي حجم الغاز في الخزّان.

من ناحية أخرى تبقى قطعة الماء (water cut) صغيرة عادة في خزّانات سَوق المحلول بالغاز، بفرض وجود ضغط داعم منخفض مقدم من المكمن

المائي السفلي. يشار إلى قطعة الماء بـ BS&W (رسوبات قاعدية وماء base (sediments and water)، وتعرّف كما يلي:

$$\text{قطعة الماء } (\mathbf{BS}\&W) = \frac{\text{إنتاج الماء (stb)}}{\text{إنتاج النفط+الماء (stb)}} \times 100\ (\%)$$

يقع عامل الاستعادة النمطي (RF) لخزّان طُوِّرَ بدفع المائع بالغاز في المجال 5-30٪، اعتماداً على ضغط الخزّان المطلق، ونسبة GOR في الخام، وظروف الهجر وميل الخزّان. ويمكن إنجاز النهاية العليا لهذا المدى في خزانات الميلان العالي (السماح بفصل القبعة الغازية الثانوية والنفط)، مع نسبة GOR، وخام خفيف وضغط خزّان أوّلي عالٍ. هذا وتتسبب ظروف الهجر عادةً من نسب GOR عالية والافتقار إلى ضغط الخزّان اللازم لمساندة الإنتاج.



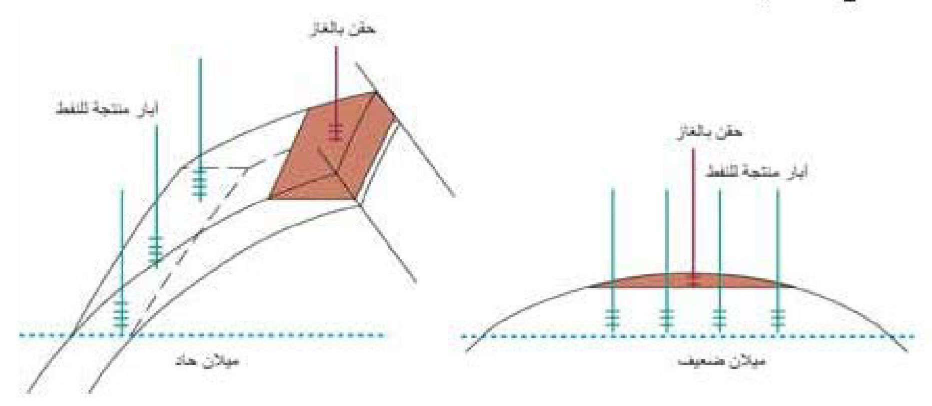
الشكل (9 ـ 4): الاستعادة الثانوية: مشروع حقن غاز أو ماء.

يمكن تعزيز عامل الاستعادة RF المنخفض جداً بتطبيق تقنيات استعادة ثانوية، خاصة بحقن الماء أو الغاز، بهدف الحفاظ على ضغط الخزّان وإطالة

كلٌ من فترتي الاستقرار والانحدار. إن القرار بتطبيق تلك التقنيات (يتم اختيار أحدها فقط) هو تقني واقتصادي معاً. ومن الاعتبارات التقنية التزويد الخارجي للغاز، وملائمة حقن الموائع في الخزّان. يشير الشكل (9 ـ 4) إلى كيفية تطبيق هذه التقنيات. وممّا يتوجب لَحظه، بأنه من غير المستحب اعتماد حقن كلّ من الماء والغاز بشكل متزامن ـ يتم عادة اختيار أحدهما في تقنية الاستعادة الثانوية.

9 ـ 2 ـ 2 سَوق القبعة الغازية : Gas cap drive

إن الشرط الأوّلي المطلوب لسَوق القبعة الغازية هو وجود قبعة غازية أولية. تؤَمّن انضغاطية الغاز العالية طاقة السّوق اللازمة للإنتاج، وكلما كبرت القبعة الغازية، زادت الطاقة المتاحة. هذا ويتبع موقع البئر نفس التداعيات والاستدلالات، كما في حالة سَوق المائع بالغاز؛ الهدف هو وضع آبار الإنتاج وثقوبها بعيداً قدر الإمكان عن القبعة الغازية (التي سوف تتمدد مع الزمن) (الشكل 9 ـ 5)، ولكن ليس قريباً جداً من حد تماس النفط مع الماء بحيث يسمح بإنتاج كبير للماء من خلال التمخرط (انظر فقرة (10 ـ 2)، الفصل العاشر.

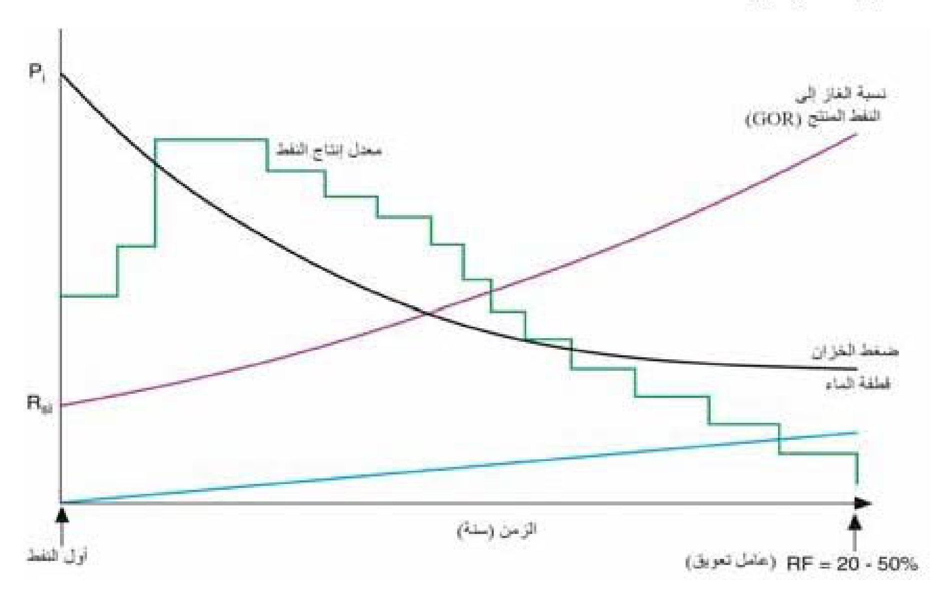


الشكل (9 ـ 5) : موقع الآبار للسَوق بغاز القبعة.

مقارنةً بحالة سَوق المائع بالغاز، يُظهر منحني الإنتاج النمطي لسَوق القبعة الغازية انحداراً أبطأ في ضغط الخزّان، بسبب الطاقة التي تقدمها القبعة الغازية عالية الانضغاط، مما يؤدي إلى استقرار أطول وانحدار أبطأ (الشكل 9 ـ 6). تزداد نسبة الغاز إلى النفط (GOR) المنتجة كلما اقتربت القبعة الغازية

من آبار الإنتاج، أو تسرب الغاز بالامتصاص أو التقرن إلى الآبار المنتجة. مرة ثانية، بافتراض حركة مهملة للطبقة الحاملة للماء، وبقاء القطفة المائية منخفضة (بمرتبة 10٪ في نهاية عمر الحقل). تقع عوامل الاستعادة النمطية لسَوق القبعة الغازية في المدى 20–60٪، متأثرة بميلان الحقل وحجم القبعة الغازية. تمثل قبعة غازية صغيرة 10٪ من حجم النفط (في شروط الخزّان)، بينما تمثل قبعة غازية كبيرة 50٪ من حجم النفط. تتسبب شروط الهجر من نسبة (GOR) عالية جداً، أو من الافتقار إلى ضغط الخزّان المساند للإنتاج، ويمكن تأجيله بتخفيض الإنتاج من الآبار ذات نسبة الـ (GOR) العالية، أو بإعادة إكمال (recompleting) تلك الآبار لكي تنتج بعيداً عن القبعة الغازية. سَيُناقش موضوع إعادة إكمال الآبار باستفاضة أكثر في الفقرة (10 ـ 7) من الفصل العاشر.

يمكن تعويض سَوق قبعة الغاز الطبيعي بإعادة حقن (reinjection) الغاز المنتج، مع احتمال إضافة غاز صناعي من مصدر خارجي. يجب أن تكون بئر حقن (injection well) الغاز موجودة في قمة التشكّل، وأن يتم الحقن في القبعة الغازية الموجودة.



الشكل (9 ـ 6) : منحني سيماء إنتاج: سَوق بغاز القبعة.

9 ـ 2 ـ 3 سَوق الماء Water drive

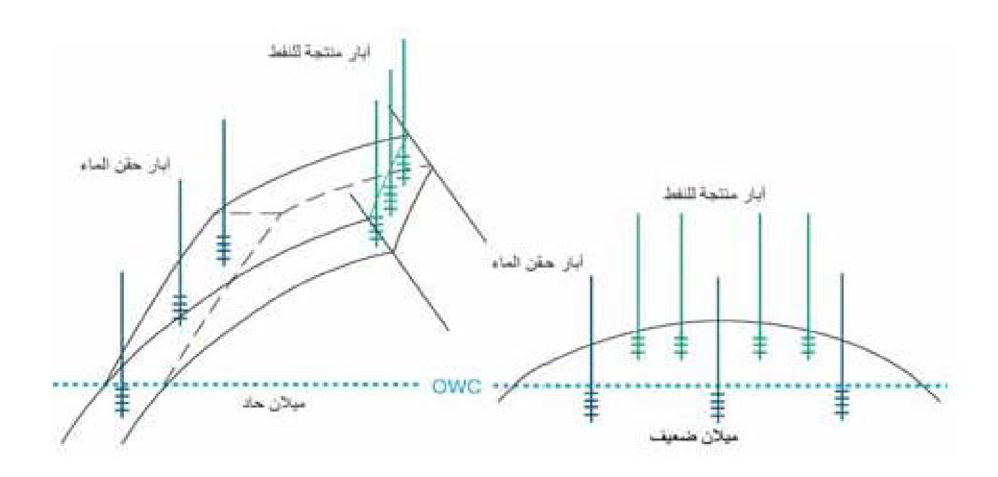
يحدث دفع الماء الطبيعي (natural water drive) عندما يكون المكمن المائي التحتي كبيراً (نموذجاً أكبر بعشرة أضعاف حجم النفط)، والماء قادر على التدفق إلى عمود النفط، أي أن له ممر اتصال (communication path) ونفوذية كافية (sufficient permeability). فإذا تحققت هذه الشروط فحالما يوَلّد الإنتاج من عمود النفط هبوطاً للضغط يستجيب المكمن بالتمدد، ويتحرك الماء إلى عمود النفط ليملأ الفراغ الذي تولّد بسبب الإنتاج. بما أن انضغاطية الماء منخفضة فيتطلب أن يكون حجم الماء كبيراً لجعل العملية فعّالة، لذلك هناك حاجة إلى مكمن متصل وكبير. في هذا السياق، كلمة «كبير» تعني 10 إلى 100 ضعف حجم النفط في ذلك المكان.

من الصعب عادة تخمين حجم ونفوذية المكمن المائي، وذلك بسبب قلّة المعطيات المُجمعة عن عمود الماء؛ وذلك لأن تقارير التقييم والاستكشاف توجّه أساساً إلى تحديد موقع النفط. لذا، تبقى استجابة المكمن أثناء تخطيط تطوير الخزّان أمراً يحيط به الشك. ولكي تتمّ رؤية رد فعل المكمن، من الضروري الإنتاج من عمود النفط، وقياس الاستجابة من خلال ضغط الخزّان وحركة حد تماس المائع، ويتم استخدام تقنية توازن المادة لتحديد ما يقدمه المكمن المائي لدعم الضغط. نموذجياً، يجب إنتاج 5% من النفط المخزون في المكان الأوّلي (STOIIP) لقياس الاستجابة؛ وقد يستغرق هذا عدداً من السنوات.

قد يُفرض دفع الماء بحقنه (water injection) في الخزّان، ويفضّل الحقن في عمود الماء لتجنب سحب النفط مع الماء نحو الأسفل (الشكل 9 ـ 7). إذا انخفضت النفوذية كثيراً في موقع الماء بسبب التراص (compaction) أو النشأة اللاحقة، يصبح من الضروري الحقن في عمود النفط. وحالما يُعتَمد حقن الماء، يبطل عادة التأثير المحتمل لأي مكمن مائي طبيعي. من الواضح أنه لو كان بالإمكان تخمين استجابة المكمن المائي الطبيعي في مرحلة تخطيط التطوير، فإن اتخاذ القرار بإقامة منشآت حقن الماء سيكون أمراً أسهل. إن الحل المعتاد هو الإنتاج من الخزّان باستخدام الاستنزاف الطبيعي، وإقامة منشآت حقن الماء في حال كون دعم المكمن المائي صغيراً.

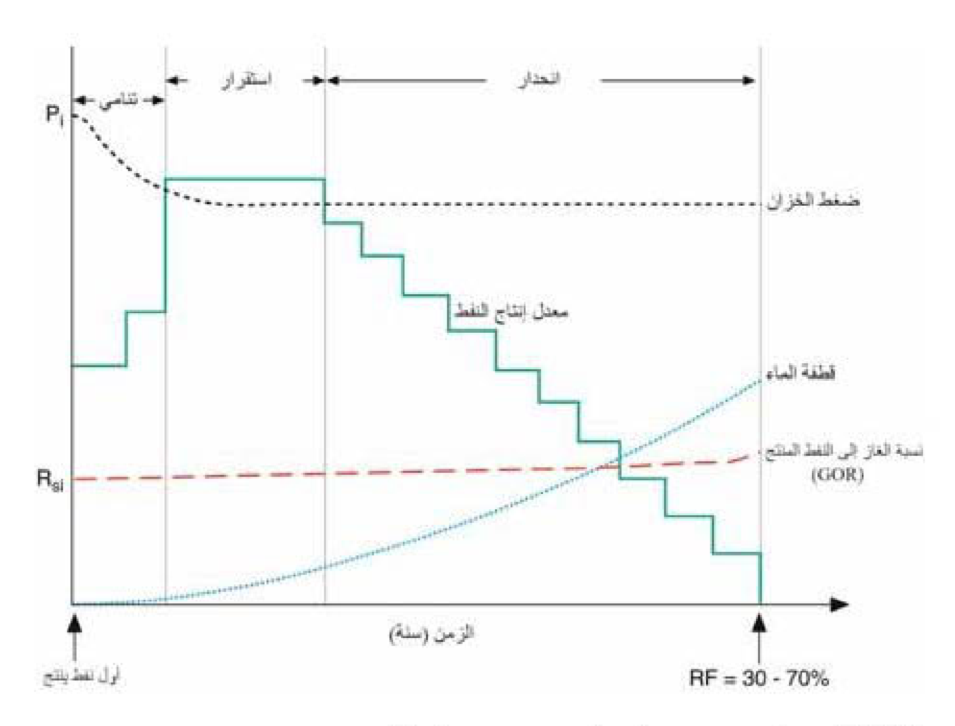
قد تحافظ استجابة المكمن المائي (أو تأثير آبار حقن الماء) على ضغط الخزّان قريباً من الضغط الأولي، شريطة توفر فترة استقرار طويلة وانحدار بطيء لإنتاج النفط (الشكل 9 ـ 8). وقد تبقى نسبة الغاز إلى النفط المنتجة GOR مساوية تقريباً لنسبة الغاز إلى النفط في المائع، إذا تمّت المحافظة على ضغط الخزّان فوق نقطة التفقع.

إن المَعلم البارز في منحني الإنتاج هو الزيادة الكبيرة في قطفة الماء (increase of water cut) خلال عُمْر الحقل، الذي هو عادة السبب الرئيسي للهجر. وقد تتجاوز قطفة الماء 90% في الجزء الأخير من عمر الحقل. هذا ضروري لمهندس المعالجة الذي يحتاج إلى تصميم منشأة قادرة على التعامل مع محتوى مائي كبير في مراحل عُمْر الحقل الأخيرة. كلما زادت قطفة الماء، وانحدر تبعاً لذلك إنتاج النفط؛ تمّت المحافظة على بقاء إجمالي الموائع المنتجة (نفط وماء) بحالة مستقرة.



الشكل (9 ـ 7) : موقع الآبار للسّوق بواسطة الماء.

يقع عامل الاستعادة (RF) في المدى 30-70%، اعتماداً على شدة المكمن المائي الطبيعي، أو على الكفاءة التي يدفع بها الماء المحقون النفط. إن عامل الاستعادة العالي حافز محتم لحقن الماء في الخزّان الذي يفتقر إلى سَوق الماء الطبيعي.



الشكل (9 ـ 8): منحني سيماء إنتاج: دفع بواسطة الماء.

9 ـ 2 ـ 4 السَوق المتضامن Combination drive

من المحتمل حدوث تزامن لأكثر من واحدة من آليات السَوق، والتضامن الأكثر شيوعاً هو سَوق القبعة الغازية مع دفع المكمن المائي الطبيعي. تطبق تقنيات توازن المادة على معطيات الإنتاج التاريخي لتقدير تقدمة كلّ آلية من آليات السَوق المعروفة.

9 ـ 3 خزّانات الغاز Gas reservoirs

تنتج خزّانات الغاز نتيجة تمدّد الغاز المحتوى في الخزّان. وإن الانضغاطية العالية للغاز بالنسبة إلى الماء في الخزّان (إما الماء الفطري أو ماء المكمن التحتي) هي التي تجعل تمدد الغاز آلية السَوق المسيطرة. إن حساب توازن المادة لخزّانات الغاز أسهل نسبة إلى خزّانات النفط، وإن التحدي الأكبر في تطوير حقل غاز هو ضمان فترة استقرار طويلة المدى (نمطياً 10 سنوات) لتحقيق سعر مبيع جيد للغاز، لأن الزبون يطلب عادة تجهيزاً موثوقاً بالغاز بمعدل متفق عليه لسنوات طويلة. يعتمد عامل الاستعادة (RF) لخزّانات الغاز

على أيّ مستوى يمكن تخفيض ضغط الهجر، ولهذا السبب توضع غالباً منشآت الضغط على السطح. يبلغ مدى عوامل الإستعادة عادةً من 50-80٪.

9 ـ 3 ـ 1 الاختلافات الرئيسية في تطوير الخزّان النفطي والخزّان الغازي Major differences between oil and gas field development

ترتبط الاختلافات الرئيسية في تطوير الخزّان النفطي والخزّان الغازي بما يلي:

- اقتصاديات نقل الغاز.
- سوق الغاز.
- مواصفات المُنْتج.
- كفاءة تحويل الغاز إلى طاقة.

نسبة إلى وحدة الطاقة المتولّدة، يعتبر نقل الغاز أكثر كلفة بكثير من نقل النفط، بسبب الحجوم المطلوبة لتوليد نفس الطاقة. وبعبارة أخرى، إن كثافة طاقة الغاز (energy density of gas) منخفضة نسبة إلى النفط. وعلى أساس الوحدة الحرارية (كالوري)، تعادل 6000scf (scf = قدم مكعب معياري) من الغاز لبرميل واحد (5.6 scf) من النفط. وتكاليف ضغط الغاز المنقول بما يكفي، لجعل النقل أكثر اقتصادية، عالية كذلك. وهذا يعني أنه إن لم يكن هنالك كميات كبيرة كفاية من الغاز في الخزّان للاستفادة منها في المضاربة السعرية، فقد لا يكون التطوير مجدياً اقتصادياً.

ونموذجيّاً، تعتبر حجوم أقل من 0.5 تريليون قدم مكعب معياري (Tcf) غير مجدية اقتصادياً بالنسبة إلى حقل بحري، حيث يتطلب بنية تحتية هامة للتطوير. ويعادل هذا بالنسبة إلى حقل نفط احتياطياً قابلاً للاستعادة مقداره 80 MMstb تقريباً. ويصبح هذا أقرب إلى 50 Bcf، إذا كان قريباً من بنية تحتية بحرية موجودة سلفاً.

للأسباب الواردة أعلاه، يكون، الغاز اقتصادياً للتطوير إذا كان بالإمكان استخدامه محلياً، أي إذا وجدت حاجة محلية. يستثنى من ذلك وجود كميات كافية لتزويد اقتصادي بمقياس كبير جذاب لنقل الغاز أو لتسييله. كدليل مؤشر، يتطلب 5 Tcf من الغاز القابل للاستعادة لتبرير بناء معمل تسييل الغاز الطبيعي (Liquefied Natural Gas (LNG)). يوجد عالمياً حوالى 30 معملاً كهذا، لكن

كمثال معمل LNG الموجود في ماليزيا الذي يُسيّل الغاز وينقله إلى اليابان بحاويات مثلجة. إن رأس المال الموظف اللازم لبناء معمل LNG كبير جداً يقترب نمطياً من 5 مليارات دولار.

حيث إن وجود سوق موضعي «(spot market)» دائم للنفط، تقليدياً، تتطلب مبيعات الغاز عقد اتفاق بين المُنتِج والزبون. يشكل هذا جزءاً مهماً من تخطيط تطوير حقل غاز، لأن السعر المتفق عليه بين المنتج والزبون سيختلف، وسيعتمد على الكمية المُزوَّدة، وطول فترة الاستقرار، ومرونة التزويد، ومع أن أسعار النفط واحدة تقريباً في العالم، إلا أن أسعار الغاز تتغيّر كثيراً (بعامل اثنين أو أكثر) من منطقة إلى أخرى.

عندما يوافق زبون على شراء غاز، توصّف نوعية المنتج بدلالة القيمة الحرورية للغاز، مقاسة بدليل ووبي (Wobbe Index (WI)) (MJ/m^3 or Btu/scf)، ونقطة الندى للهيدروكربون، ونقطة الندى للماء، والنسبة الكسرية للغازات الأخرى مثل N_2, CO_2, H_2S . وتضمن مواصفة WI أن يحتوي الغاز الذي يستلمه الزبون على قيمة حرورية متوقعة، وبالتالي خواص حرق متوقعة. إذا أصبح الغاز فقيراً (lean)، تنطلق منه طاقة أقل، وإذا أصبح الغاز غنياً جداً، فهنالك خطر من انطفاء لهب (flame-out) الحرّاقات. توصّف نقطتا الندى للماء والهيدروكربون (الضغط والحرارة التي يبدأ عندهما المائع بالتقطر من الغاز) للتأكد من أنه لن تتقطر موائع من الغاز خلال مجالي الحرارة والضغط التي يتعامل فيها الزبون مع الغاز (قد تسبب تباطؤ slugging، أو تآكل و/أو تشكّل هيدرات hydrate).

من ناحية أخرى كبريت الهيدروجين (H_2S) غير مرغوب به، لخواصه السمية وأكالة المعادن. ويمكن أن يسبب ثاني أكسيد الكربون CO_2 بوجود الماء التآكل أيضاً، فيما يُخفض N_2 القيمة الحرورية للغاز لأنه خامل.

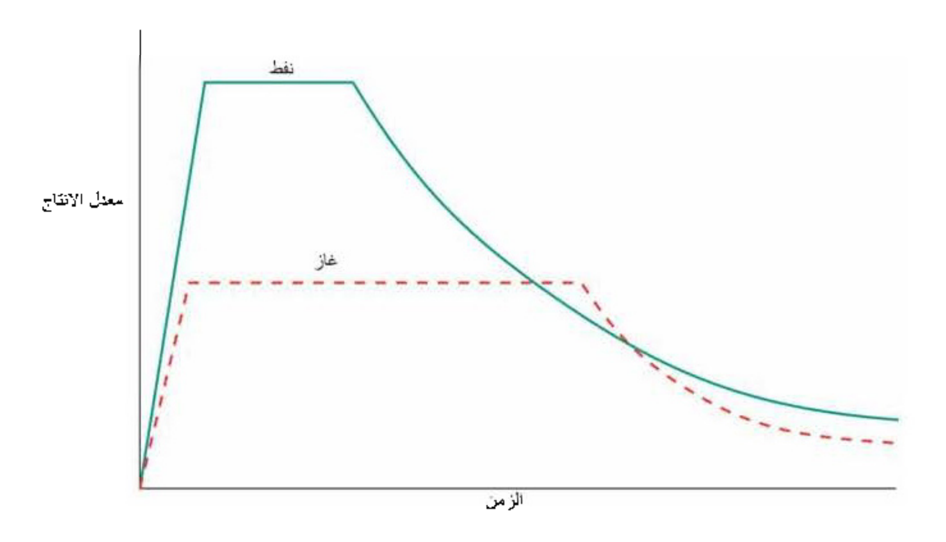
9 ـ 3 ـ 2 منحنيات مبيعات الغاز، تأثير العقود Gas sales profiles; influence of contracts

إذا كان مشتري الغاز شركة لتوزيع الغاز على مستعملي الغاز منزلياً أو صناعياً، فهو من ناحية عملية، يريد المُنتِج أن يقدم له:

- كمية أصغرية مضمونة من الغاز لأطول فترة ممكنة (لسهولة التخطيط والارتكان إلى ضمانة التجهيز للمستخدم الأخير).

● والوصول إلى ذروات من الإنتاج عند الحاجة (أي، عندما يبرد الطقس بشكل غير متوقع).

كلما كانت قدرة المُنتِج أفضل في تحقيق هذين الطلبين، ارتفع، على الأرجح، السعر المدفوع من الشاري. وخلافاً لمنحني سيماء الإنتاج النفطي، الذي له عادة فترة استقرار تتراوح بين 2-5 سنوات، يكون لسيماء منحني إنتاج حقل غاز فترة استقرار أطول، وبإنتاج ثلثي الاحتياطي عند إنتاج مستقر لغرض مساعدة الشركة الموزعة أن تبقى على اطلاع بمستقبل مخزونها. يقارن الشكل (9 ـ 9) المنحنيين النموذجين لإنتاج حقلي نفط وغاز.



الشكل (9 ـ 9): مقارنة سيماء منحنيات الإنتاج النمطية لحقل نفط وحقل غاز.

إذا كان توزيع الغاز في الدولة يتم من قبل شركة مؤمّمة أو تملكها الحكومة، فهنالك احتكار فعلي لهذه الخدمة، ويجب التفاوض على أسعار الغاز الموزع عبر شبكة مع شركة التوزيع. فإذا كان سوق التوزيع غير منظّم فقد تظهر فرص لبيع الغاز إلى زبائن آخرين أومباشرة إلى المستهلكين، وربما يتضمن الأمر دفع تعرفة للنقل عبر شبكة وطنية.

نشأت هذه الحالة في المملكة المتحدة حين شجّعت المنافسة لبيع الغاز. ويمكن لمنتجي الغاز الدخول في اتفاقيات مباشرة مع مستهلكين (تراوحت من محطات توليد طاقة إلى مجرد مستهلكين منزليين)، وباستخدام شبكة توزيع

وطنية إذا لزم الأمر. لقد زاد مثل هذا السوق غير المنظم المنافسة بين شركات التوزيع، وبالتالي نظّمت الأسعار.

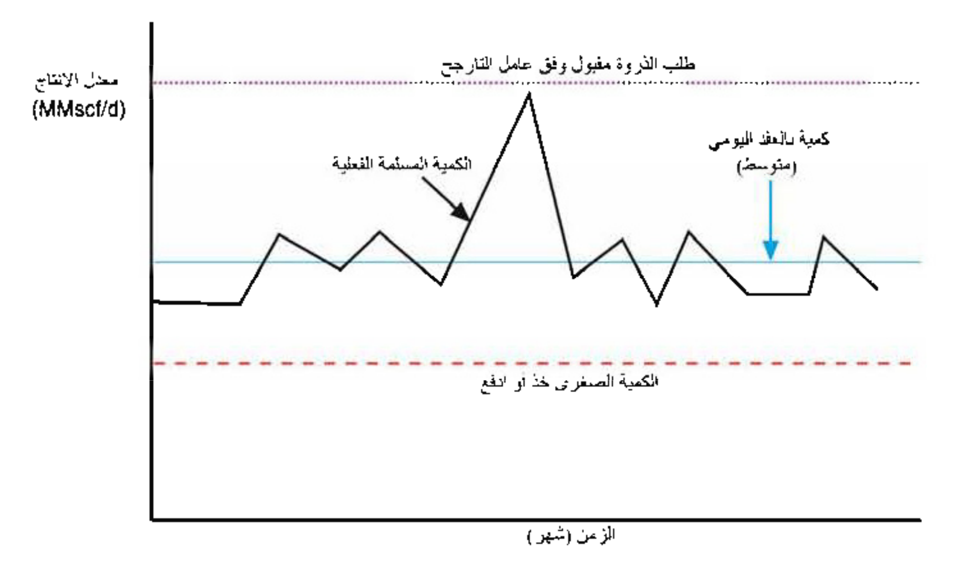
عند الاتفاق على عقد مع مستهلك، سوف يتم عادة تحديد كميات تسليم مثل:

كمية بعقد يومي (Daily Contract Quantity (DCQ)): يتم عادة تحديد الإنتاج اليومي الذي يجب تزويده على فترة مثل ربع سنة.

عامل تأرجح (swing factor): ويعني الكمية التي تتجاوز كمية التجهيز بالعقد اليومي إذا كان هذا طلب الزبون (مثلاً، 1.4 x DCQ).

اتفاقية خذ أو ادفع (take or pay agreement): إذا اختار الشاري عدم قبول كمية محددة، فعليه أن يَدفَع للمُجهز بأيّ حال بحسب الكمية التي يحتاجها.

فقرة الغرامة (penalty clause): الغرامة التي يجب أن يدفعها المُجهز إذا فشل بتوصيل الكمية المحددة وفقاً لاتفاقيات كمية العقد اليومي وعامل التأرجح.



الشكل (9 ـ 10): تسليم نمطي لكميات محددة في عقد بيع غاز.

يظهر الشكل (9 ـ 10) العلاقة بين «كمية بالعقد اليومي DCQ» وعامل التأرجح. إذا تم الاتفاق على عامل تأرجح مقداره 1.4 على سبيل المثال، عندئذ يمكن للزبون مطالبة المنتج، في أي يوم، بتزويده بكمية 1.4 مضروبة في مقدار

DCQ. وهذا يعني بأن على المنتج أن يكون واثقاً بوجود أهمية كافية للبئر واستطاعة نقل ليَفي بهذا الطلب، وإلا سيتعرض لغرامة. يعني هذا أن المُنتِج يجهز على الدوام كمون إنتاج (production potential) يدعى أحياناً قابلية التسليم (deliverability) لأمر غير متحقق. ويمكن توقع أسعار غاز أعلى لتعويض المُنتِج عن الاستثمار بمزيد من رأس المال لتقديم هذا المستوى من الوفرة.

9 ـ 3 ـ 3 التطوير تحت السطحي لخزّانات الغاز Subsurface development of gas reservoirs

أحد الاختلافات الرئيسية في سلوك تدفق المائع (fluid) في حقول الغاز مقارنة بحقول النفط هو الاختلاف بالحركية (mobility) بين الغاز والنفط أو الماء. تذكر بأن الحركية هي مؤشر لسرعة تدفق المائع عبر الخزّان، وتعريفها كما يلي:

$$\text{Mobility} = \frac{k}{\mu}$$

النفوذية (k) هي خاصيّة للصخر، بينما اللزوجة (μ) هي خاصيّة للمائع. اللزوجة النمطية للنفط 0.5 cP، بينما لزوجة الغاز النمطية 0.01 cP، والماء حوالى 0.3 cP. لذلك، يكون الغاز في خزّان معيّن أعلى حركية بمرتبتين من النفط أو الماء في الخزان نفسه. ويكون الغاز، في خزّان غازي يعتلي مكمناً نائياً عالي الحركية مقارنة بالماء ويتدفق بسهولة إلى الآبار المنتجة، شريطة أن تكون النفوذية في الخزّان مستمرة. لهذا السبب، إن إنتاج غاز مع قطفة ماء معدومة أمر شائع، على الأقل في المراحل المبكرة من التطوير، عندما تكون الثقوب بعيدة عن حد تماس الغاز ـ الماء.

الخاصة الرئيسية الأخرى للغاز، التي تميزه من النفط هي انضغاطيته؛ التغيّر الجزئي في الحجم (V) في وحدة تغيّر في الضغط (P) بدرجة حرارة ثابتة (T). تذكر بأن الانضغاطية (c) تساوي:

$$\text{Compressibility}\ (c) = -\frac{1}{V}\frac{\delta V}{\delta P}\bigg|_T$$

وإن الانضغاطية النمطية للغاز هي $500 \times 10^{-6}\ \text{psi}^{-1}$، مقارنة بالنفط بـ $10 \times 10^{-6}\ \text{psi}^{-1}$ والماء بـ $3 \times 10^{-6}\ \text{psi}^{-1}$. عندما يُنتَج حجماً من الغاز (δV) من

حجم (V) غاز في المكان، لذلك يكون التغيّر الجزئي في الضغط (δP) صغيراً. بسبب الانضغاطية العالية للغاز، من غير المعتاد محاولة دعم ضغط الخزّان بحقن الماء، فالخزان وببساطة سوف يستنزف أو يتقوض (blown-down).

9 ـ 3 ـ 3 ـ 1 تحديد مواقع الآبار Location of wells

تحدد مواقع الآبار المنتجة عند تطوير حقل غاز في قمة الخزّان، وذلك لإبعاد الثقوب بقدر الإمكان عن حد تماس الغاز ـ الماء المعرض للارتفاع.

9 ـ 3 ـ 3 ـ 2 حركة حد تماس الغاز ـ الماء خلال الإنتاج Movement of gas-water contact during production

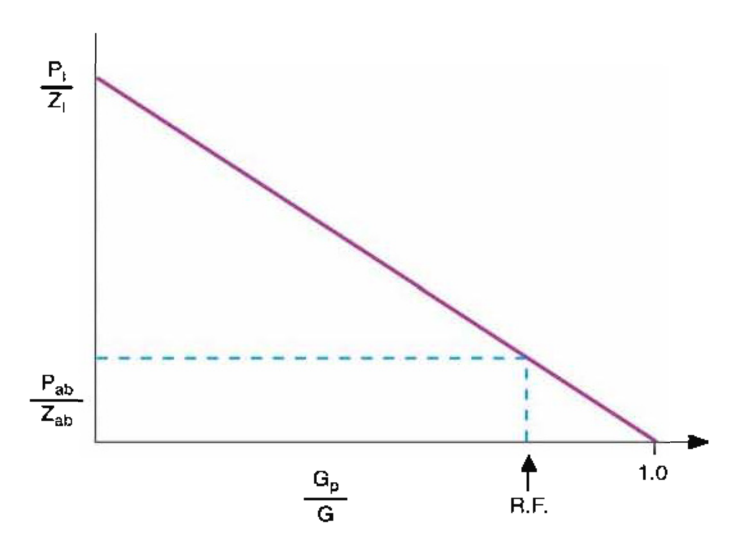
يهبط الضغط في الخزّان مع إنتاج الغاز، وتتجاوب الطبقة الحاملة للماء في المكمن المائي مع هذا بالتمدد والحركة إلى عمود الغاز. ويزداد مع ارتفاع حد تماس الغاز ـ الماء خطر ازدياد امتصاص الماء إلى البئر، لذلك ولدت الحاجة لعمل الثقوب من البداية أعلى ما يمكن في الخزّان.

قد يقترح الوَصف الوارد أعلاه أن وضع عدد قليل من الآبار في قمة الحقل هو المطلوب لتطوير حقل الغاز. وهنالك أسباب مختلفة لماذا يتطلب تطوير حقل غاز آباراً إضافية:

- الحاجة إلى توفير إمكانية تجهيز متزايدة لمواجهة متطلبات التأرجح، كما اتُفِق عليه في عقد المبيعات.
- لا يكون الخزّان متجانساً، وبعض المناطق ستتطلب تقارب الآبار لسحب غاز الأجزاء المتراصة من الخزّان بنفس الإطار الزمني، كما في سحب غاز الأجزاء الأكثر نفوذية.
- قد لا يكون الخزّان مستمراً، ويتطلب آباراً منتجة مخصصة لسحب غاز الكتل الفالقية المنعزلة.
- قد يكون للخزّان تركيب مسطح، ولذلك قد يكون من المستحيل وضع الثقوب على ارتفاع كاف فوق حد تماس الماء لتجنب تمخرط أو امتصاص الماء. يصبح في هذه الحالة من الضروري اعتماد معدل إنتاج أدنى، وبالتالي يقتضي آباراً أكثر لمواجهة معدل الإنتاج المطلوب.

9 ـ 3 ـ 3 ـ 3 استجابة الضغط للإنتاج : Pressure response to production

إن الآلية الأولية الدافعة لإنتاج حقل غاز هي تمدد الغاز المحتوى في الخزّان. إن حساب توازن المادة لخزّانات الغاز بسيط جداً مقارنة بخزّانات النفط؛ وإن عامل الاستعادة RF مرتبط بهبوط ضغط الخزّان بعلاقة خطية تقريباً. وإن اللاخطية ناتجة من العامل z المتغيّر (ورد في الفقرة (6 ـ 2 ـ 4)، الفصل السادس) عند هبوط الضغط. يكون منحني تغيّر (P/z) مع RF خطياً إذا كان تدفق المكمن المائي وتراص المسام مقدارين ضئيلين. لذلك يمكن تمثيل توازن المادة بالمنحني التالي (يطلق عليه أحياناً منحني P على z) الشكل (9 ـ 11).



الشكل (9 ـ 11): منحني تغير P/z لخزّانات غازية.

يعود الرمز الدليلي السفلي «i» إلى الضغط الأوّلي، والرمز الدليلي السفلي «ab» إلى ضغط الهجر؛ الضغط الذي لا يتمكن الخزّان عنده من إنتاج غاز إلى السطح. إذا أمكن تخمين ضغط الهجر، فيمكن تقدير عامل الاستعادة RF من المنحني. G_p هو مجمل الغاز المنتج، وG هو الغاز في المكان الأوّلي GIIP. هذا مثال على استخدام خصائص PVT ومعطيات ضغط الخزّان التي استُخدمت في حساب توازن المادة كأداة تخمين.

يمكن، من الرسم الوارد أعلاه، رؤية أن عامل الاستعادة RF لخزّان غاز يعتمد على قيمة ضغط الهجر المنخفضة التي يمكن انجازها. للإنتاج بموجب

ضغط تجهيز محدد، يجب أن يتغلب ضغط الخزّان على سلسلة من هبوط الضغط، منها: ضغط السحب (drawdown pressure) (انظر الشكل 10 ـ 2)، وهبوط الضغط في الأنابيب، ومعدّات المعالجة وأنابيب التصدير (انظر الشكل 10 ـ 13). لتحسين استعادة الغاز، يتم أحياناً تزويد معدّات ضغط على السطح لتعزيز الضغط وللتغلب على هبوط الضغط في أنابيب التصدير، وتحقيق ضغط التسليم المحدد.

يقع عامل الاستعادة النمطي RF لتطوير حقل غاز في المدى 80-50٪، بناء على استمرارية الخزّان ونوعيته، وعلى كمية الضغط المستخدم (أي، أقلّ قيمة ضغط هجر يمكن انجازها).

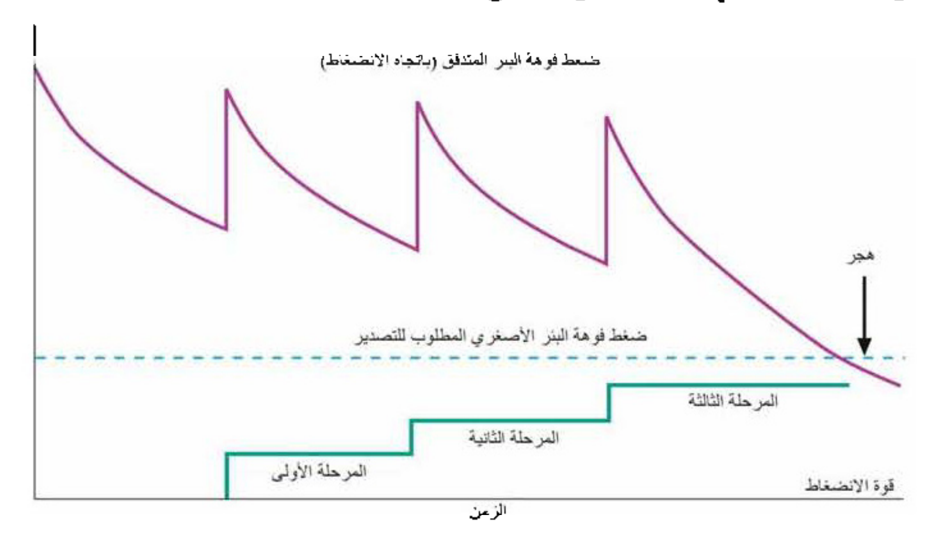
9 ـ 3 ـ 4 التطوير السطحي لحقول الغاز: Surface development for gas fields

تعتمد كمية المعالجة المطلوبة في الحقل على تركيب الغاز ودرجة الحرارة والضغط اللذين يجب تعريض الغاز لهما أثناء النقل. يحاول مهندس المعالجة تجنّب إراقة المائع أثناء النقل، الذي قد يسبب تبأطؤاً (slugging)، أو تآكلاً (corrosion)، وربما تشكّل هيدرات (انظر الفقرة (11 ـ 1 ـ 3)، الفصل الحادي عشر). بالنسبة إلى الغاز الجاف (انظر الفقرة (6 ـ 2 ـ 2)، الفصل السادس)، تُصَدّر الموائع المنتجة أحياناً بقليل من المعالجة. ويمكن تجفيف الغازات الرطبة من الهيدروكربون الثقيل بتخفيض درجة الحرارة والضغط عبر صمّام تمدد جول ـ طومسون (Joule-Thompson expansion valve). ويمكن تجفيف الغاز الحاوي على بخار الماء بإمرار الغاز عبر منخل جزيئي أو عبر برج تماس جليكول (glycol-contacting tower). كما يمكن تحقيق منع الهيدرات بالحقن بالجليكول (glycol).

أحد الأجهزة السطحية الرئيسية المطلوبة نمطياً لحقول الغاز هو الضاغط، الذي يقام لرفع ضغط الخزّان منخفض الضغط. يَشغل جهاز ضغط الغاز حيزاً كبيراً وهو مُكلف. فإذا لم يكن ضغط الغاز مطلوباً على المنصّة في البداية، يتم عادة تأخير إقامته حتى يصبح ضرورياً. بذلك يُخفَض رأس مال الاستثمار الأولي واحتمال تعريضه للخطر. يؤشر الشكل (9 ـ 12) إلى متى يقام عادة جهاز انضغاط الغاز.

يحافظ على هامش مريح بين ضغط رأس الأنبوب المتدفق (Flowing Tubing Head Pressure FTHP)) والضغط الأصغري اللازم للتصدير، لأن الغرامات لعدم تحقيق كميات العقد يمكن أن تكون قاسية. إن القرار بعدم إقامة مرحلة رابعة من الانضغاط في المثال السابق يمليه الاقتصاد. في الجزء الأخير من هبوط الضغط الوارد أعلاه، يتراجع طبعاً إنتاج الحقل.

إن الطريقة الأخرى للمحافظة على أهمية الإنتاج من الحقل هو في حفر مزيد من الآبار، والأمر الشائع حفر الآبار على سَوقات، كما هو الحال بالنسبة إلى الانضغاط الذي يضاف على مراحل، لتخفيف النفقات الأولية.



الشكل (9 ـ 12): تطبيق الانضغاط على مراحل في حقل غاز.

9 ـ 3 ـ 5 استخدامات بديلة للغاز Alternative uses of gas

قد يكون اكتشاف غاز مفيد كمصدر للطاقة لدعم الضغط في آبار نفط مجاورة، أو لسَوق غاز قابل للامتزاج (miscible). ليس بيع الغاز هو الطريقة الوحيدة لاستغلال حقل غاز. يمكن أيضاً استخدام خزّانات الغاز لتخزين الغاز. مثلاً، حقل نفط مجاور اقتصادي للتطوير من أجل احتياطي نفطه، لكن الغاز المصاحب المنتج لا يلائم أنبوب التصدير المخصص. يمكن حقن هذا الغاز المصاحب في خزّان غاز، الذي يمكن استخدامه كمنشأة تخزين، وربما يُنتَج في تاريخ لاحق، إذا تم اكتشاف غاز إضافي كاف لتبرير بناء منظومة تصدير

غاز. لقد أصبحت مشاريع تخزين الغاز (gas storage) أكثر شيوعاً بعد أن أصبحت مخزونات الغاز أكثر ندرة في أوروبا الغربية.

9 ـ 4 انزياح المائع في الخزّان Fluid displacement in the reservoir

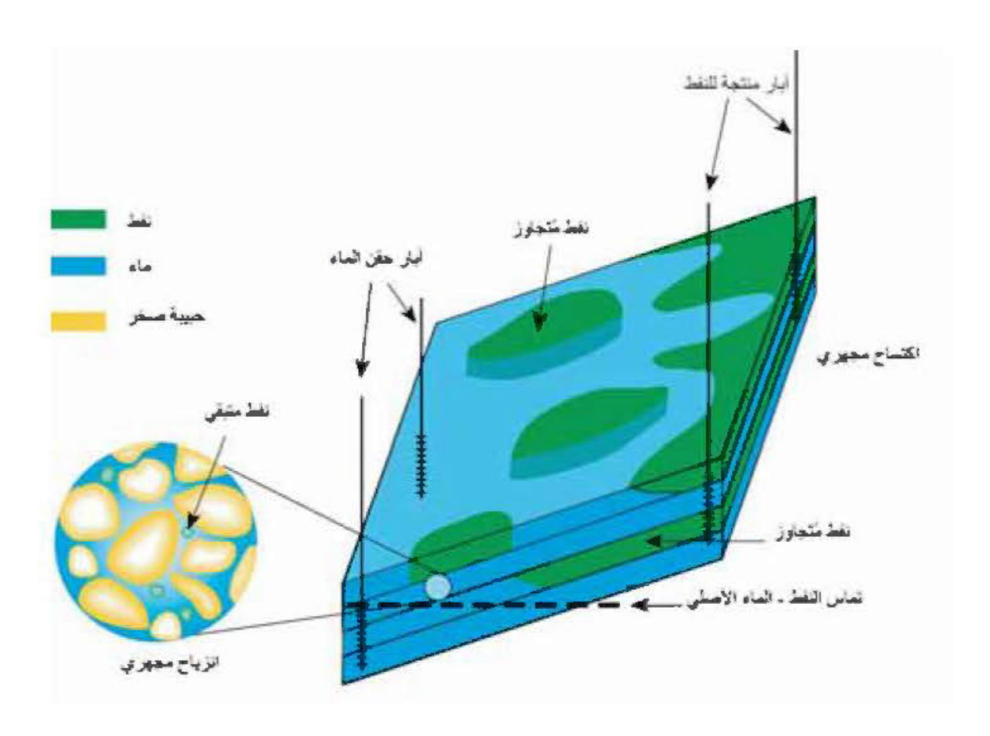
تتغيّر عوامل الاستعادة في خزّانات النفط المذكورة في الفقرة السابقة من 5 إلى 70٪ اعتماداً على آلية السَوق. التفسير لماذا تبقى الـ 95 إلى 30٪ الأخرى في الخزّان ليس فقط بسبب الهجر المتعلق بنقص ضغط الخزّان، أو ارتفاع القطفات المائية، لكن كذلك بسبب انزياح النفط في الخزّان.

يشير الشكل (9 ـ 13) إلى عدد من الحالات التي تُرِكَ فيها النفط في الخزّان، باستخدام خزّان سَوق بالماء كمثال.

بمقياس كبير، يترك النفط نتيجة سلوك الطرق الجانبية (by-passing)؛ يزاح النفط بواسطة الماء في الأجزاء الأكثر نفوذية من الخزّان، تاركاً النفط بالإشباع الأولي في الأماكن الأقل نفوذية. يمكن لسلوك الطرق الجانبية هذا أن يحدث بأبعاد ثلاثة. لا ينجرف النفط في مستوى جانبي في عدسات رمل متراص. في المستوى الشاقولي، ينزاح النفط في الطبقات المتراصة بسرعة أقل من النفط في الطبقات الأكثر نفوذية، وإذا هُجرت الآبار بسبب قطفة مائية عالية تسببت من اندفاع الماء في الطبقات النفوذة، عندها يبقى النفط في الأجزاء غير المكتسحة في الطبقات الأقل نفوذية.

كفاءة الاكتساح الجهرية (macroscopic sweep efficiency) هي الجزء من الخزّان الذي اكتسح بالماء (أو بالغاز في حالة سَوق القبعة الغازية). يعتمد هذا على نوعية (quality) الخزّان أو استمراريته (continuity)، وعلى المعدل الذي يتم به الانزياح. يحدث الانزياح في المعدلات العالية، بتفضيل أكبر في الطبقات عالية النفوذية، وتقل كفاءة الانزياح الجهرية.

ولهذا يفرض أحياناً حد استخراج (offtake limit) على معدل استقرار الإنتاج، لتحديد كمية النفط السالك بالطرق الجانبية وزيادة كفاءة الانزياح الجهرية.



الشكل (9 ـ 13): النفط المتبقي في الخزّان عند الهجر.

بالمقياس المجهري (تمثّل الأقنية حوالى $1\text{-}2\ mm^2$)، وحتى في أجزاء الخزّان التي اكتسحت بالماء، يبقى بعض النفط كنفط متبقي (residual oil). يكون التوتر السطحي على حد تماس النفط ـ الماء عالياً جداً، بحيث يحاول الماء إزاحة النفط إلى خارج المسام عبر الأنابيب الشعرية الصغيرة، فينكسر الوجه النفطي تاركاً قطيرات صغيرة من النفط (مبعثرة أو نفط محتجز بالأنابيب الشعرية) في الفراغ المسامي. يقع الإشباع بالنفط المتبقي (S_{or}) (residual oil saturation) النمطي في المجال 10-44٪ من الفراغ المسامي، وهو أعلى في الرمل المتراص، حيث الأنابيب الشعرية أصغر.

كفاءة الانزياح المجهرية (microscopic displacement efficiency) هي الجزء من النفط الذي استُعيدَ من الجزء المكتسح من الخزّان.

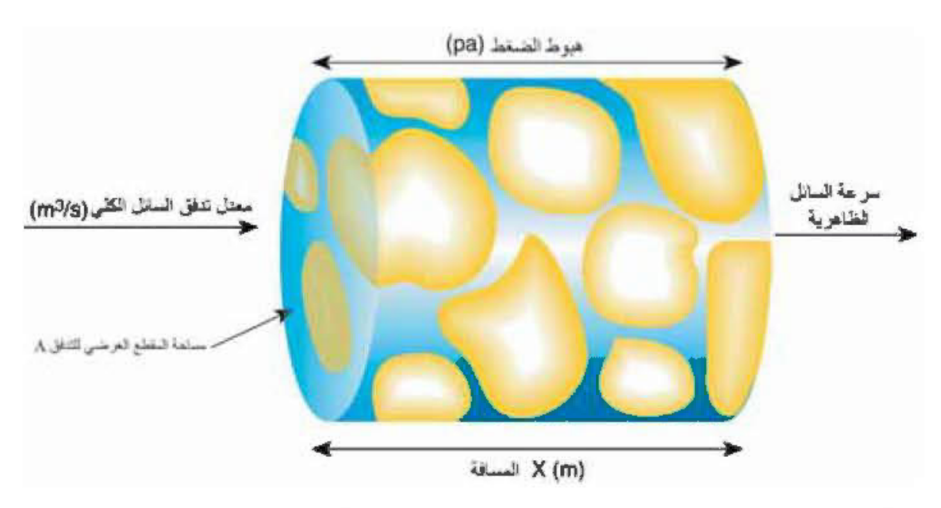
فإذا كان الإشباع بالنفط الأوّلي هو S_{oi} فتكون كفاءة الانزياح المجهرية MDE كالآتي:

$$MDE = \frac{S_{oi} - S_{or}}{S_{oi}} \times 100\ (\%)$$

عندئذ يجب ضم هذا مع كفاءة الاكتساح الجهرية (macroscopic sweep efficiency) لتعيين عامل الاستعادة (RF) للنفط (في هذا المثال).

عامل الاستعادة (RF) = كفاءة الانزياح الجهرية x كفاءة الاكتساح المجهرية

بالمقياس المجهري، تعتبر المعادلة الأكثر أهمية بالتحكم بتدفق المائع هي معادلة قانون دارسي (Darcy's law)، الذي تم اشتقاقه من الحالة التالية (الشكل 9 ـ 14).



الشكل (9 ـ 14): مائع وحيد يتدفق عبر مقطع من صخر الخزّان.

بيّن دارسي بأن السرعة الظاهرية لمائع وحيد يتدفق عبر مقطع من صخر الخزّان (u) تتناسب طردياً مع هبوط الضغط المطبق (تدرج الضغط الهيدروديناميكي)، وعكسياً مع لزوجة المائع. يدعى ثابت التناسب بالنفوذية المطلقة (absolute permeability) (k_{abs}) وهي خاصيّة للصخر، وتعتمد على توزع حجم المسام. السرعة الظاهرية u هي متوسط معدل التدفق بوحدة المساحة.

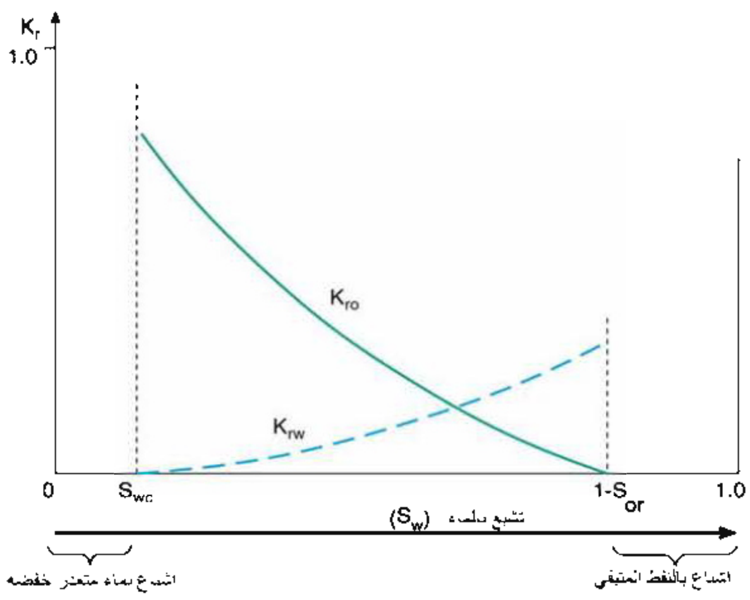
$$\mu = \frac{Q}{A} = \frac{k_{\mathbf{abs}}}{\mu}\frac{\Delta P}{\Delta X} \quad \text{(m/sec) units of } k_{abs} \text{ (Darcy) or (m}^2\text{)}$$

وحدة النفوذية الحقلية هي دارسي (D) أو ميلي دارسي (mD). إن النفوذية الجيدة لخزّان نفط حطامي أكبر من 0.1 D أو (100mD)، بينما تكون النفوذية المنخفضة أقل من 0.01 D أو (10mD). وتستخدم، للأهداف العملية،

عادة الميلي دارسي ($1\ mD = 10^{-15}\ m^2$). إن النفوذية المعقولة للخزّانات الغازية 1 mD، لأن لزوجة الغاز أقل بكثير من لزوجة النفط، وتتيح هذه النفوذية معدل تدفق مقبولاً لنفس تدرج الضغط. وتبلغ السرعات النمطية للمائع في الخزّان أقل من 1 m باليوم.

لقد أُجريت التجربة السابقة على مائع وحيد. يوجد في خزّانات الهيدروكربون ماء فطري (connate) دوماً، وعادة مائعان يتنافسان على نفس الفراغ المسامي (ماء ونفط). توصف نفوذية أحد المائعين بنفوذيته النسبية (k_r) (relative permeability) التي هي دالة إشباع المائع. تقاس النفوذيات النسبية في المختبر على عيّنات من صخر الخزّان باستخدام موائع الخزّان.

يُظهر المخطّط التالي (الشكل 9 ـ 15) مثالاً على منحني النفوذية النسبية للنفط والماء. فمثلاً، يمكن تحديد نفوذية الماء (k_W) للإشباع بالماء (S_W) من النفوذية المطلقة (k) والنفوذية النسبية (k_{rW}) كما يلي: $K_w = KK_{rw}$



الشكل 9 ـ 15. منحني النفوذية النسبية للنفط والماء.

تُعرّف حركية المائع بأنها نسبة نفوذيته إلى لزوجته، كما يلي:

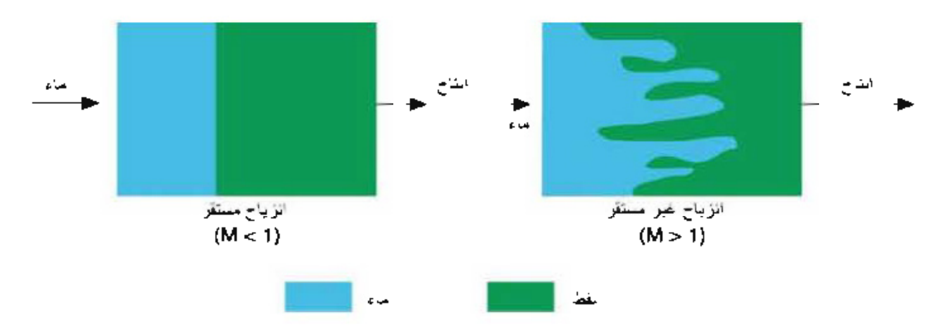
$$\text{Mobility} = \frac{kk_r}{\mu}$$

عندما يزيح الماء النفط في الخزّان، تحدد نسبة الحركية أياً من الموائع له أفضلية الحركة في الفراغ المسامي. تُعرّف نسبة حركية الماء (mobility ratio) الذي يزيح النفط كما يلي:

$$\textbf{Mobility ratio } (M) = \frac{k_{rw}/\mu_w}{k_{ro}/\mu_o}$$

إذا كانت نسبة الحركية أكبر من 1.0، عندئذ سيكون للماء ميلُ للحركة بشكل أفضل في الخزّان، ما يؤدي إلى جبهة انزياح غير مرغوبة (unfavorable displacement)، ومناقشة توصف بـ «أصابع اللزوجة» (viscous fingering). أما إذا كانت نسبة الحركية أصغر من الواحد، عندئذ يمكن توقع انزياح مستقر (stable displacement)، كما يظهر في الشكل (9 ـ 16). يمكن أن تتأثر نسبة الحركية بتغيير لزوجة المائع، وسيناقش هذا في الفقرة (9 ـ 8)، عند مناقشة استعادة النفط المعززة (EOR).

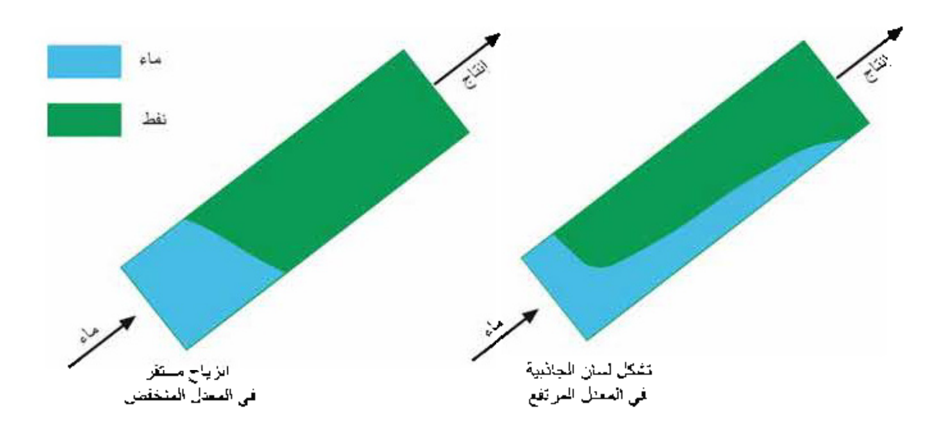
من الواضح بأن الانزياح غير المستقر أقل استحساناً، لأن مزيج النفط والماء يتشكّل أبكر بكثير مما في حالة الانزياح المستقر، وقد يترك بعض النفط بدون استعادة في حالة هجر، الذي يمكن أن تُمليه قطفة ماء أعظمية.



الشكل (9 ـ 16): انزياح مستقر وغير مستقر في المستوى الأفقي.

عالجنا حتى الآن قوى اللزوجة (viscous forces) فقط (التي هي قياس لمقاومة التدفق) العاملة في الخزّان. القوة الأخرى المهمة التي تحدد سلوك التدفق هي قوة الجاذبية (gravity force). إن تأثير قوة الجاذبية يتحدد بفصل الموائع عن بعضها البعض بناء على كثافاتها. وتلعب قوى الجاذبية وقوى اللزوجة، أثناء الانزياح بالخزّان، دوراً رئيسياً في تحديد شكل جبهة الانزياح. نأخذ المثال

التالي لإزاحة الماء للنفط في خزّان مائل. وبفرض نسبة حركية أقل من 1.0، تُشجع قوى اللزوجة الماء بالتدفق أسرع من النفط عبر الخزّان، بينما تشجع قوى الجاذبية الماء على البقاء في أخفض نقطة في الخزّان (الشكل 9 ـ 17).



الشكل (9 ـ 17): دخول لسان مائي بفعل الجاذبية.

يكون الانزياح مستقراً، في المعدلات المنخفضة للحقن؛ وتسود قوى الجاذبية على قوى اللزوجة. بينما في المعدلات العالية للحقن، تسود قوى اللزوجة، ويجري الماء تحت النفط، مشكّلاً ما يدعى لسان الجاذبية «(gravity tongue)». هذه حالة أقل استحساناً، لأن المائع المُنتج سيكون مزيجاً من النفط والماء بمدة طويلة إنتاج النفط جميعه. فإذا كانت قطفة ماء عالية معوقة للهجر، قد يقود هذا إلى تخفيض في الاستعادة. هذا ويزداد تأثير قوة الجاذبية، كلما ازداد ميل الخزّان، مما يعني بأن الخزّانات شديدة الميل أكثر قابلية لإنتاج انزياح مستقر. ما ورد في أعلاه هو مثال على عملية الاعتماد على المعدل (rate dependent process)، حيث يؤثر معدل الانزياح في شكل جبهة الانزياح، وربما الاستعادة النهائية. إن التأثيرات الفيزيائية المشابهة لهذه هي السبب في وضع حدود لمعدل الاستخراج من الحقول المنتجة.

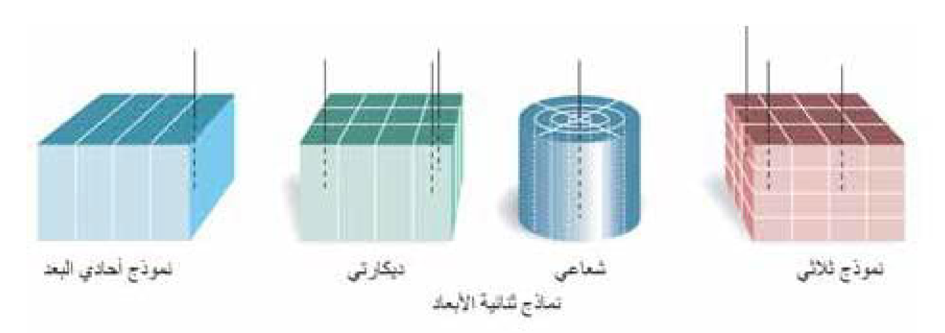
9 ـ 5 محاكاة الخزّان Reservoir simulation

محاكاة الخزّان هي تقنية يتم فيها بناء تمثيل رياضي حاسوبي للخزّان، ثم يستخدم لتخمين سلوكه الديناميكي. يتم تقسيم الخزّان إلى رقع شبكية. تحدد

خصائص صخر الخزّان (المسامية، والإشباع والنفوذية)، وخصائص المائع (اللزوجة وخصائص الضغط، والحجم والحرارة) لكلّ رقعة شبكية.

يعتمد عدد الرقع الشبكية وشكلها في النموذج على الأهداف من المحاكاة. قد تكفي 100 رقعة شبكية لإثبات عمليات الاعتماد على المعدل الموصوفة في الفقرة السابقة، لكن محاكاة حقل كاملة لكي تستخدم في التحديد الأفضل لمواقع البئر وفواصل الثقوب لحقل كبير قد تتطلب حتى مليون كتلة شبكية. وكلما كبر النموذج، زاد الوقت المستغرق في البناء، وقلّت سرعة تشغيل برنامج المحاكاة على الحاسوب.

تعمل محاكاة الخزّان على مبدأ موازنة القوى الرئيسية الثلاث المطبقة على ذرات المائع (اللزوجة، والجاذبية، والقوى الشعرية (capillary forces))، وحساب تدفق المائع من رقعة شبكية إلى أخرى يعتمد على قانون دارسي. القوة الدافعة لتدفق المائع هي فرق الضغط بين الرقع الشبكية المتجاورة. ويتكرر حساب تدفق المائع بخطوات زمنية قصيرة، وفي نهاية كل خطوة زمنية يتم حساب إشباع المائع الجديد وضغطه لكلّ رقعة شبكية (الشكل 9 ــ 18).



الشكل (9 ــ 18): أشكال نمطية لرقع شبكة القياسات من أجل محاكاة الخزّان.

تعتمد كمية الدَخِل المُفصلة ونوع نموذج المحاكاة على الموضوع المراد بحثه وكمية المعلومات المتوفرة. ومن غير المعتاد أن يبنى نموذج محاكاة في مرحلة الإنتاج والتقييم، لأن الافتقار إلى المعطيات يجعل الطرائق الأبسط أرخص، ولها نفس الموثوقية. ونموذجياً، تبنى نماذج المحاكاة في مرحلة تخطيط تطوير الحقل، وتُحدّث باستمرار، وتزاد تفاصيلها مع توفر المزيد من المعلومات.

يمكن استخدام محاكاة الخزّان في مرحلة تخطيط تطوير الحقل للنظر في تساؤلات مثل:

- آلية السَوق الأكثر ملاءمة (حقن الغاز، حقن الماء).
- عدد الآبار المنتجة والحاقنة ومواقعها.
- الاعتماد على معدل الانزياح وعامل الاستعادة.
- تقدير عامل الاستعادة وتخمين الإنتاج المتوقع لاقتراح تطوير خاص.
- سياسة إدارة الخزّان (معدل الاستخراج، فترات التثقيب).

تجمع مع تقدم الإنتاج معطيات مثل ضغط الخزّان، والإنتاج الإجمالي، ونسبة الغاز إلى النفط، والقطفة المائية، وحركة حد تماس المائع، ويمكن أن تستخدم في «مضاهاة تاريخية history match» مع نموذج المحاكاة. يستلزم هذا تعديل النموذج لينطبق مع المعطيات الملاحظة. وقد يستخدم عندها النموذج المُحَدث لتخمين صحيح بالأداء المستقبلي. هذا الإجراء دوري، ويجب تحديث نموذج محاكاة خزّان حقل كلما توفرت كمية مهمة من المعطيات الجديدة (لنقل، كل 2-3 سنوات).

9 ـ 6 تقدير عامل الاستعادة Estimating the recovery factor

تذكر بأن عامل الاستعادة يحدد العلاقة بين الهيدروكربون في المكان الأولي HCIIP والاستعادة النهائية UR للحقل:

الاستعادة النهائية = HCIIP x عامل الاستعادة (stb) أو (scf)

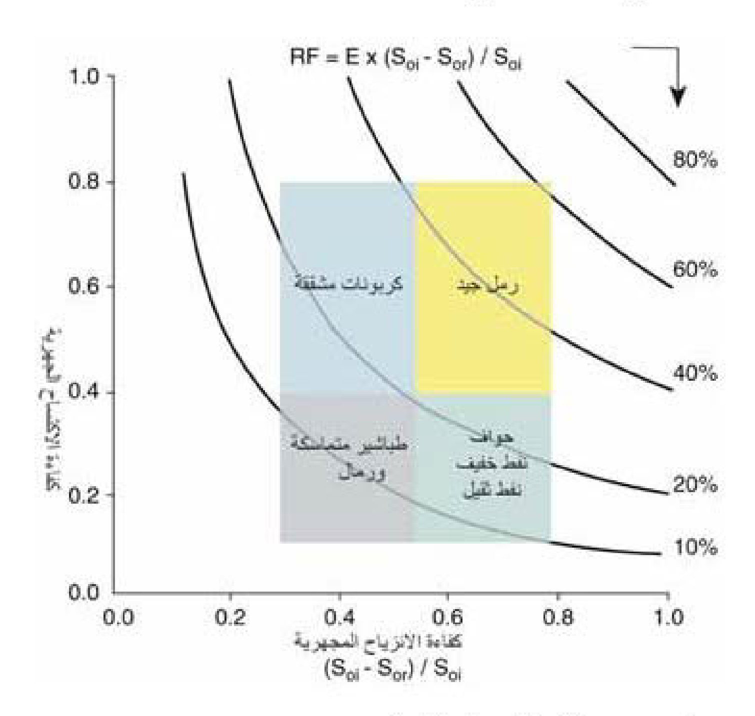
الاحتياطي = UR ـ الإنتاج التراكمي (cumulative production) (stb) أو (scf)

بيّنت الفقرة (9 ـ 2) مجالات عوامل الاستعادة التي يمكن توقعها لمختلف آليات السَوق، لكن هذه المجالات كانت واسعة جداً للاستخدام عند محاولة إنجاز مجال لعوامل الاستعادة لحقل محدد. إن التقنيات الرئيسية لتقدير عامل الاستعادة هي:

- التشابه الحقلي field analogue.
- النماذج التحليلية (حسابات الانزياح، توازن المادة).
- محاكاة الخزّان.

وردت هذه التقنيات بالترتيب في قائمة وفق تزايد التعقيد، والموثوقية، ومتطلبات دخل المعطيات والجهود المطلوبة.

التشابه الحقلي (field analogues)، يجب أن يؤسس على نوع صخر الخزّان (مثلاً، حجر رملي متراص، كربونات مشققة (fractured carbonate)، ونوع المائع وبيئة الترسيب. يجب عدم إغفال هذه الآلية، خاصة عند توفر القليل من المعلومات، كما في مرحلة التنقيب. يمكن استخدام مخطّطات موجزة، كتلك الواردة في الشكل (9 ـ 19)، اقتراناً بكفاءة الاكتساح الجهرية (التي ستعتمد على كثافة الآبار ومواقعها، تجانس الخزّان، معدل الاستخراج ونوع المائع)، وكفاءة الانزياح المجهرية (التي يمكن تقديرها إذا توفرت قياسات لبابية لإشباع النفط المتبقي).



الشكل (9 ـ 19): تقدير عامل الاستعادة بالتشابه.

النماذج التحليلية (analytical models)، يمكن استخدام آليات هندسة الخزّان التقليدية مثل توازن المادة، ونمذجة المكمن، وحسابات الانزياح بالتوافق مع المعطيات الحقلية والمخبرية لتقدير عوامل الاستعادة لحالات محددة. هذه

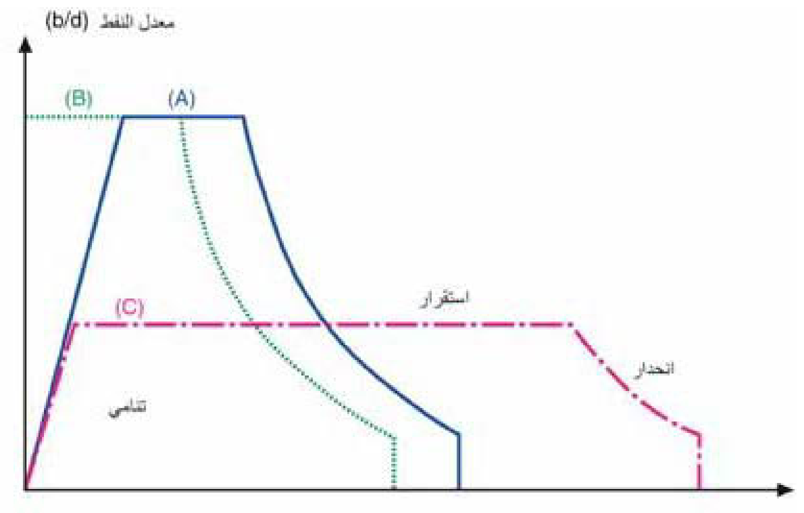
الطرائق هي الأكثر تطبيقاً عند توفر معطيات وزمن وموارد محدودة، وتكون كافية لمعظم عمليات التنقيب وقرارات التقييم المبكرة. مع ذلك، عند الوصول إلى مرحلة تخطيط التطوير، يصبح بناء نموذج محاكاة الخزّان عملية واردة، مما يسمح بالأخذ بعين الاعتبار أموراً أكثر حساسية بإطار زمني قصير. وردت أنواع نمطية من الأسئلة المطروحة في محاكاة الخزّان في الفقرة (9 ـ 5).

من المهم التذكر عند تقدير عامل الاستعادة بأنه يجب تقديم مدى من التقديرات كمدخل (input) لحسابات الاستعادة النهائية UR، لإظهار الشك في القيمة.

9 ـ 7 تقدير منحني الإنتاج Estimating the production profile

إن منحني إنتاج النفط أو الغاز هو المصدر الوحيد للإيرادات (source of revenue) لمعظم المشاريع، وللتكهن بالإنتاج أهمية رئيسية للتحليل الاقتصادي لأي مقترح (مثلاً، خطة تطوير الحقل FDP، مشروع متنام). نوقشت الأشكال النمطية لسيماء منحنى الإنتاج لآليات السّوق الرئيسية في الفقرة (9 ـ 2)، لكن هذه الفقرة ستزود بعض الخطوط الاسترشادية لكيفية اشتقاق معدل التنامي، وقيمة فترة الاستقرار ومدتها، ومعدل الانحدار ومعدل الهجر.

يظهر الشكل (9 ـ 20)، الاستعادة النهائية (المساحة تحت المنحني) نفسها، منتجة بثلاثة منحنيات إنتاج مختلفة.



الشكل (9 ـ 20): منحنيات مختلفة لنفس الاستعادة النهائية.

في فترة التنامي (build-up period) يصور سيماء المنحني A ازدياداً تدريجياً للإنتاج حالما حفرت آبار الإنتاج ووضعت في الخدمة؛ مدة فترة التنامي متعلقة مباشرة بالبرنامج الزمني للحفر. أما سيماء المنحني B، الذي حفرت فيه بعض الآبار مسبقاً، فيبدأ الإنتاج بمعدل الاستقرار (plateau rate). إن الفائدة من الحفر المسبق (pre-drilling) هي لدفع وتنشيط إنتاج النفط، ممّا يحسّن تدفق النقد للمشروع، لكن الضرر هو أن كلفة الحفر قد تنامت، والفرصة لجمع معلومات الإنتاج المسبق من الآبار الأولى القليلة قد ضاعت، مما قد ينعكس سلباً على مواقع الآبار اللاحقة. يستخدم المعيار الاقتصادي (الوقع على ربحية المشروع) لتقرير القيام بالحفر المسبق.

تختلف كثيراً معدلات فترة استقرار إنتاج (plateau production) الحالتين A وB عن الحالة C، التي تكون أصغر، لكن بفترة استقرار أطول. الفائدة من المنحني C إنه يتطلب منشآت أصغر، وربما آباراً أقل لإنتاج نفس الاستعادة النهائية. يجب اعتبار هذه الفائدة من التكاليف الأخفض قد تمّت باستخدام المعيار الاقتصادي مقابل إنتاج مؤخر للنفط (وهو سيّئ لتدفق النقد). فائدة إضافية أخرى للمنحني C هي معدل الإنتاج المنخفض، وبالتالي انزياح أبطأ في الخزّان مما قد يحسن الاستعادة النهائية. قد يكون هذا مرجحاً في حالة معدلات الحركية غير المستحسنة والخزّانات منخفضة الميلان حيث تأثيرات الجاذبية أقلّ، كما نوقش في فقرة (9 ـ 4). إن اختيار معدل فترة استقرار إنتاج هو أمر اقتصادي، حيث العوامل المؤثرة في الربحية هي توقيت إنتاج النفط، والحجم وكلفة المنشآت المطلوبة، واحتمال استعادات نهائية أعلى بمعدلات استخراج أدنى.

كدليل، يقع معدل فترة الاستقرار بين 2 و5٪ من النفط المخزون في المكان الأوّلي STOIIP في السنة. تطبق النهاية المنخفضة للمجال على الخزّانات ضحلة الميلان مع معدل حركية غير مستحسن، مما ينتج عملية انزياح معتمدة على المعدل.

تبدأ فترة الانحدار (decline period) عندما يصبح أهمية إنتاج الآبار المنتجة غير كاف للحفاظ على معدل فترة الاستقرار. يبدأ هذا بالنسبة إلى بئر مفردة بسَوق النضوب، حالما يبدأ الإنتاج، ويمكن المحافظة على فترة استقرار الحقل بحفر المزيد من الآبار. يمكن تقدير إنجاز البئر خلال فترة الانحدار بتحليل

منحني الانحدار (decline curve analysis)، الذي يمكنه وصف الانحدار بصيغة رياضية. ويتم ذلك بفرض انحدار أسّي مع انحدار 10٪ بالسنة مثلاً، أو افتراض علاقة خط مستقيم بين الإنتاج التراكمي للنفط ولوغاريتم قطفة الماء. وتصبح هذه الافتراضات نظرية أكثر عندما تؤسّس على الملاءمة مع معطيات الإنتاج المقاس.

الطريقة الأكثر ثقة في توليد منحنيات الإنتاج، وبحث حساسية موقع البئر، وفواصل التثقيب، وقيود المنشآت السطحية... إلخ، هي من خلال محاكاة الخزّان.

أخيراً، يمكن ظهور قيود خارجية على سيماء منحني الإنتاج، مما يلي:

- سقوف الإنتاج، (مثلاً، حصص إنتاج منظمة الدول المصدرة للبترول (Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC))).
- متطلبات الحكومة المضيفة (مثلاً، توليد دخل ثابت طويل الأمد).
- طلب الزبون (مثلاً، عقد مبيع غاز بتسليم ثابت لعشر سنوات).
- مدة ترخيص الإنتاج (مثلاً، فترة إنتاج محدودة تحت عقد مشاركة الإنتاج).

9 ـ 8 استعادة النفط المعززة Enhanced oil recovery

تسعى تقنيات استعادة النفط المعززة EOR إلى إنتاج النفط الذي لا يمكن استعادته باستخدام طرائق الاستعادة الأوّلية والثانوية التي نوقشت حتى الآن. وهنالك ثلاثة أصناف من وسائل استعادة النفط المعززة:

- تقنيات حرارية (thermal techniques).
- تقنيات كيميائية (chemical techniques).
- عمليات مزوجة (miscible processes).

تستخدم التقنيات الحرارية لتخفيض لزوجة الخام الثقيل، وبذلك تتحسن الحركية وتسمح للنفط بالانزياح إلى الآبار المنتجة. وهذه هي الأكثر شيوعاً من تقنيات استعادة النفط المعززة، والطريقة الأكثر استخداماً لتوليد الحرارة هي بحقن ماء ساخن أو بخار في الخزّان. يمكن أن يعمل هذا بواسطة آبار حقن

مخصصة (سَوق الماء الساخن أو البخار)، أو كبديل الحقن في البئر ثم الإنتاج من نفس البئر (نقع بالبخار أو steam soak). إن الطريقة الأكثر طموحاً بتوليد حرارة في الخزّان هي في إشعال مزيج من غازي الهيدروكربون والأوكسجين، وتدعى العملية احتراق في المكان (in-situ combustion).

تغيّر التقنيات الكيميائية الخصائص الفيزيائية للمائع المزاح، أو للنفط، ويشمل هذا التغير حالتي فيضان البوليمير (polymer flooding) وفيضان الفعالية السطحية (surfactant flooding).

يهدف فيضان البوليمير إلى تخفيض كمية النفط المُتَجاوز (by-passed oil) بزيادة لزوجة المائع المتزاح، لتَقُّل الماء، وبالتالي تحسين نسبة الحركية (M).

تذكّر أن:

$$\text{Mobility ratio } (M) = \frac{k_{rw}/\mu_w}{k_{ro}/\mu_o}$$

هذه الآلية مناسبة حيث تكون نسبة الحركية أكبر من 1.0. أما كيميائيات البوليمير مثل البوليسيكرايد (polysaccharides) فتضاف عادة إلى ماء الحقن.

يهدف فيضان الفعالية السطحية إلى تخفيض كمية النفط المتبقي في الفراغ المسامي، بتخفيض التوتر السطحي بين النفط والماء، والسماح لقطيرات النفط بالتفتت إلى قطيرات صغيرة بما يكفي لإزاحتها عبر مجازات المسام الضيقة (pore throats).

عليه يمكن إنجاز إشباع نفط متبقٍ منخفض جداً (حوالى 5%). بإضافة المادة الخافضة للتوتر السطحي مثل الصابون ومواد التنظيف إلى ماء الحقن مباشرة.

تهدف العمليات المَزوُجة (miscible processes) إلى استعادة النفط الذي يترك عادة كنفط متبقٍ، باستخدام مائع مزيح، الذي يمتزج فعلياً بالنفط. ونظراً إلى أن مائع السَوق المزوج يكون عادة أكثر حركية من النفط، يميل إلى تجنّب النفط، مما يؤدي إلى رفع كفاءة الاكتساح الجهري (macroscopic sweep efficiency). لذلك فالطريقة أكثر ملائمة للخزّانات شديدة الانحدار. تتضمن موائع السَوق المَزوُج مُجِلات هيدروكربونية، وغازات هيدروكربونية، وثاني أكسيد الكربون والنتروجين.

من الضروري عند الأخذ بالاعتبار الاستعادة الثانوية أو استعادة النفط

المعززة، تحديد مكان النفط المتبقي. يظهر الشكل (9 ـ 21) مثالاً على أين يمكن أن يكون النفط المتبقي، والطريقة الملائمة لمحاولة استعادته. النسب هي مثال، لكن يجب بناء مثل هذا المخطَّط لحالة دراسة محددة لتعيين النفط الهدف «(target oil)».

بقي صنف واحد من النفط المتبقي الظاهر في الشكل (9 ـ 21) وهو نفط غير مستعاد في حواف النفط الرقيقة (thin oil rims) (نمطياً أقل من 40 ft سماكة)، الذي لا يمكن إنتاجه بدون حالة التمخرط أو الامتصاص (coning) في نفط و/أو غاز غير مرغوب. إن الآبار الأفقية هي صيغة مثالية لبئر الإدخال (infill well) في هذه الحالة، وسيناقش ذلك في الفقرة (10 ـ 3)، الفصل العاشر.



الشكل (9 ـ 21): استعادة النفط المتبقي.

الفصل العاشر

سلوك البئر الديناميكي

Well Dynamic Behaviour

مقدّمة والتطبيق التجاري: درس في الفصل التاسع السلوك الديناميكي للخزّان بغضّ النظر عن تأثير الآبار. مع ذلك عندما يقع تدفق المائع تحت تأثير هبوط الضغط بالقرب من البئر، يمكن أن يتغيّر الانزياح بتأثير توزيع الضغط المحلي، مما يؤدي إلى ظهور حالتي التمخرط (corning) أو التقرن (cusping). قد تحث هذه التأثيرات في إنتاج موائع غير مرغوب بها (مثلاً، ماء أو غاز بدلاً من النفط)، ويجب أن يُفهَم الوضع لكي يتم تصغير تأثيرها السالب.

توفرالآبار قناة إنتاج من الخزّان إلى السطح، وهي الصلة الأساسية بين الخزّان والمنشآت السطحية. لذلك يجب أن تمتلك القدرة على احتواء تدفق الإنتاج (أو الحقن) والموثوقية بوجه المشاكل مثل إنتاج الرمل، والتآكل، والضغوط ودرجات الحرارة العالية، والإخفاق الميكانيكي ومختلف مواضيع الإنتاج الكيميائية مثل الشموع، والرواسب والهيدرات. يملي نوع الآبار المطلوبة للتطوير وعددها منشآت الحفر المطلوبة، وتؤثر الضغوط ودرجات حرارة التشغيل ومعدلات الآبار ومتطلبات الرفع الصنعي في تصميم منشآت الإنتاج. قد يخفض تطبيق الآبار الأفقية أو متعددة الاتجاهات، عندما يكون مناسباً، عدد الآبار المطلوبة، مما سيكون له وقع على كلفة التطوير. لقد زاد، في السنوات الحالية، استخدام المراقبة عن بعد للبئر والتحكم بتقنيات مثل الآبار الذكية (smart wells) الاتصال بين المنشآت، والإكمال والخزّان.

10 ـ 1 تقدير عدد آبار التطوير Estimating the number of development wells

يؤثر نوع الآبار المطلوبة للتطوير وعددها، في المنشآت السطحية، وله وقع كبير على كلفة التطوير. نمطياً، تقع نفقة الحفر لمشروع بين 20 إلى 40٪ من رأس المال المصروف، مع أنه قد يكون أعلى من أجل تطوير تحت بحري. لذلك فالتقدير المعقول لعدد الآبار المطلوبة مهم.

يكفي أحياناً، عند إعداد دراسة الجدوى، تقدير عدد الآبار بالأخذ بعين الاعتبار ما يلي:

- نوع التطوير (مثلاً، سَوق القبعة الغازية، الحقن بالماء، النضوب الطبيعي).
- احتمال الإنتاج/الحقن للآبار المنفردة.

يمكن من أجل نوع معيّن من التطوير، تقدير منحني الإنتاج باستخدام الخطوط المرشدة الواردة في الفقرة (9) من الفصل التاسع. يمكن عندها تقدير عدد الآبار المنتجة (producing wells) للوصول إلى هذا المنحني من معدل استقرار الإنتاج، ومعدلات توازن الإنتاج (تسجيلات بداية البئر) التي أُنجزت أثناء اختبارات الإنتاج لآبار الاستكشاف والتقييم.

عدد آبار الإنتاج = معدل استقرار الإنتاج (plateau production rate) (stb/d)/ تسجيلات بداية البئر المفترضة (stb/d)

سيكون هنالك بعض الشك في معدلات إنتاج البئر الأولية، نظراً إلى أنه ربما لم تكتمل آبار الاستكشاف والتقييم بشكل أمثل، ومواقعها قد لا تكون ممثلة لكافة الحقل. لذلك يجب استخدام مدى لمعدلات تسجيلات بداية البئر لتوليد مدى لعدد الآبار المطلوبة. يعتمد إنجاز البئر المنفردة على تدفق المائع بالقرب من البئر، ونوع البئر (شاقولية، مائلة أو أفقية)، ونوع الإكمال وأي تقنيات رفع اصطناعي مستخدمة. ستؤخذ هذه العوامل بعين الاعتبار في هذه الفقرة. يمكن، في العديد من التطويرات القارية وتحت البحرية، خاصة، تخفيف تلك الشكوك نوعاً ما من خلال التطويرات الممرحلة.

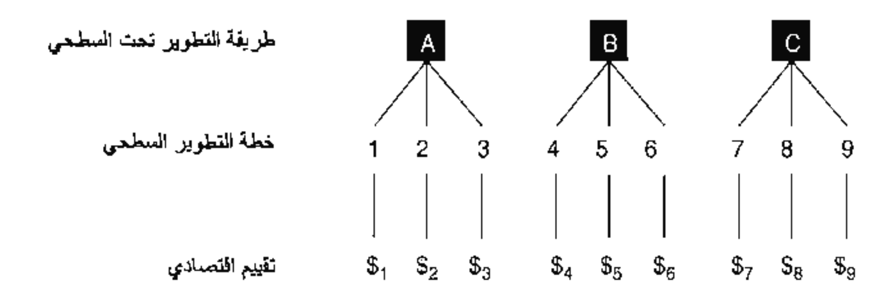
يمكن تقدير عدد آبار الحقن بطريقة مشابهة، ولكن من غير المرجح أن تكون نشاطات الاستكشاف والتقييم قد شملت اختبارات الحقن، لنَقُل: الماء في

عمود الماء في الخزّان. في هذه الحالة، يجب إجراء تقدير لاحتمال الحقن، يقوم على تقييم نوعية الخزّان في عمود الماء، التي من الممكن أن تكون قد انخفضت بتأثير التراص والنشأة اللاحقة. كثيراً ما تعاني خطط التطوير القائمة على حقن الماء أو دفع مكمن الماء الطبيعي من قلة البيانات حول جزء الطبقة الحاملة للماء من الخزّان، لأنه كثيراً ما يغفل النشاط التقييمي لإنجاز خصائص الخزّان في عمود الماء. يوضع، عند الغياب الكامل للمعلومات، مجال من الفرضيات عن إمكانية الحقن، لينتج مجالاً من الآبار المطلوبة. وإذا أدخل هذا المجال شكاً كبيراً في الخطة التطويرية، عندئذ تُبَرر الجهود التقييمية لتخفيض هذا الشك.

إن وجود الفوالق هو عنصر آخر قد يغيّر من عدد آبار الحقن/التطوير المطلوبة.

إن نوع التطوير، ونوع آبار التطوير وعددها، وعامل الاستعادة ومنحني الإنتاج متشابكة، يمكن تقدير تبعيتها باستخدام المقاربة الواردة أعلاه، لكن هذه العوامل جميعاً تربط نفسها بتقنيات محاكاة الخزّان الواردة في الفقرة (9 ـ 4)، الفصل التاسع. لا توجد أبداً خطة تطوير وحيدة وواضحة لحقل ما، وتشمل الخطة المثلى كذلك كلفة المنشآت السطحية المطلوبة والاعتبارات البيئية. يقوم تقرير الخطة الأفضل عادة على المعيار الاقتصادي للربحية. يمثل الشكل (10 ـ 1) مجالاً من السيناريوهات الهادفة إلى تحديد خطة التطوير المثلى (تلك التي لها القيمة الحالية الصافية (Net Present Value (NPV))، كما حددت في الفصل الرابع عشر.

تستخدم عادة في مرحلة تخطيط تطوير الحقل، محاكاة الخزّان لتوليد منحنيات إنتاج ومتطلبات البئر لعدد من خيارات التطوير تحت السطحية، وتُقوم وتُقدر التكاليف لكلّ من خيارات التطوير السطحية المختلفة العائدة إليها.



الشكل (10 ـ 1): تحديد خطة التطوير المثلى.

10 ـ 2 تدفق المائع بالقرب من البئر Fluid flow near the wellbore

وصف هبوط الضغط حول بئر شاقولي للحالة الأبسط بالسيماء التالي لضغط المائع مقابل المسافة الشعاعية المحيطة بالبئر.

إن الفرق بين ضغط البئر المتدفق (P_{wf}) ومتوسط ضغط البئر ($\bar{P}$) هو هبوط الضغط أو (ضغط السحب pressure drawdown) (ΔP_{DD}) ويساوي:

$$\Delta P_{DD} = \bar{P} - P_{wf} \text{ (psi) or (bar)}$$

إن العلاقة بين معدل التدفق (Q) نحو البئر وهبوط الضغط خطية تقريباً بالنسبة إلى المائع غير المشبع (أي مائع فوق نقطة التفقع) وتعرف بقرينة أو دليل الإنتاجية (Productivity Index (PI)) وتساوي:

$$(PI) = \frac{Q}{\Delta P_D} = (m^3/d/bar) \text{ أو } (bbl/d/psi)$$

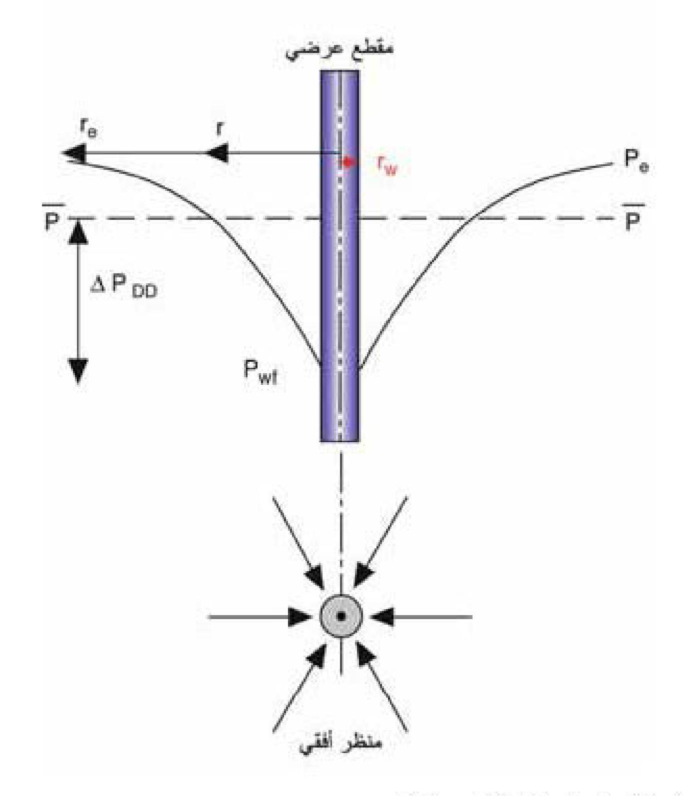
إذا كانت PI لخزّان نفط مساوية لـ 1bbl/d/psi فتكون صغيرة بالنسبة إلى خزّان شاقولي، وإذا كانت مساوية لـ 50 bbl/d/psi تكون كبيرة.

يتأثر معدل تدفق النفط إلى البئر بخصائص نفوذية (k) الخزّان وسماكته (h)، وخصائص لزوجة النفط (µ) وعامل حجم التشكّل (B_o) وكذلك بأيّ تغيير بمقاومة التدفق بالقرب من البئر، الذي يتمثل بحد بدون أبعاد يدعى قشر (skin) (S). يمثل التدفق الشعاعي للنفط نحو البئر الشاقولية، لحالة سلوك تدفق نصف ـ مستقرة (semi-steady state flow) (عندما يرى تأثير البئر المنتجة في كافة حدود الخزّان) بالمعادلة التالية:

$$Q = \frac{\Delta P_{DD} kh}{141.2\, \mu B_o \left\{ \ln\left(\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} \right) + S \right\}} \quad \text{(stb/d)}$$

يمثل حد القشر S هبوط الضغط الذي يمكن أن يرتفع نتيجة تخريب التشكّل حول البئر. ويتسبب التخريب بشكل أساسي من غزو جزيئات صلبة من طين الحفر. تسد الجزيئات الصلبة مجازات المسام الضيقة وتسبب مقاومة للتدفق، مؤدية إلى هبوط ضغط غير مرغوب به قرب البئر. إن أفضل منع لما

يسمّى تخريب القشر (damage skin) هو في الاختيار المناسب للطَفلِة وتقنيات الإكمال. يمكن اختبار انسجام الطَفلِة والصخر باختبارات غمر اللب (core flood tests) . هذه الاختبارات، مثل اختبار النفوذية الراجعة «(return permeability test)» الذي يستخدم قرصاً لبيّاً core plug صغيراً ومقياس نفوذية في اللب قبل وبعد ضخ الطَفلِة عبر أو خلال اللب. فإذا لم يُمنع التخريب، يمكن أحياناً إزالته بالدفق الراجع (back flushing) للبئر وبمعدلات عالية، أو بضخ كمية محدودة من الحمض في البئر (تحميض (acidising)) لتذويب الجزيئات الصلبة ـ بفرض أنها قابلة للذوبان بالحمض. وبدلاً من ذلك يجب تجاوز منطقة التخريب بسلوك طريق جانبي بواسطة ثقوب أو معالجة شقية صغيرة (شق قشري (skin frac)).

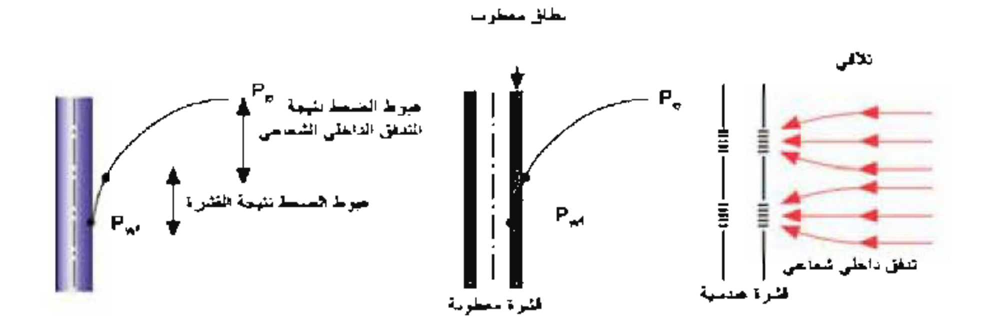


الشكل (10ـ 2) : توزع الضغط حول البئر.

هنالك سبب آخر لحدوث القشر هو تثقيب البطانة عبر الخزّان مما يسبّب تقارب المائع، بينما يقترب من البئر، مما يؤدي إلى ازدياد هبوط الضغط

بالقرب من البئر. تدعى هذه المركبة من القشر بالقشر الهندسي (geometrical skin)، ويمكن تقليلها بإضافة مزيد من الثقوب. مع ذلك، يوجد عادة تناوب بين زيادة الإنتاجية والخطر الحقيقي من التثقيب قريباً من موائع غير مرغوب بها، (امتصاص) الماء أو الغاز إلى البئر.

قد ينقلب نظام التدفق، في معدلات التدفق العالية جداً، من تدفق رقائقي إلى مضطرب، مما يؤدي إلى مزيد من هبوط الضغط، بسبب قشر مضطرب؛ وهذا أكثر شيوعاً في آبار الغاز، حيث السرعات أعلى بكثير مما في آبار النفط. يعتمد هذا الهبوط بالضغط على المعدل، لذلك كان التعبير قشراً معتمداً على المعدل (rate dependant skin) (الشكل 10 ـ 3).



الشكل (10ـ 3): هبوط الضغط بسبب القشر.

يمكن التعبير عن معادلة التدفق (Q) في آبار الغاز، التي تحدد معدل إنتاجية الغاز كما يلي:

$$Q = \frac{(\bar{P}^2 - P_{\mathbf{wf}}^2)kh}{\mathbf{141.2}\,\mu ZT\left\{\ln\left(\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4}\right) + S\right\}} \quad \text{(stb/d)}$$

حيث يقاس معدل تدفق الغاز Q بآلاف الأقدام المكعبة المعيارية في اليوم (Mscf/d)؛ وZ عامل انضغاطية الغاز ـ تصحيح للطبيعة غير «المثالية» للغازات الحقيقية. وT هي درجة حرارة الخزّان.

إن اختلاف صيغة معادلة التدفق للغاز ناتج من تمدد الغاز مع هبوط الضغط. يزيد هذا التمدد سرعة الغاز ممّا يسبّب هبوطَ ضغطٍ متزايداً.

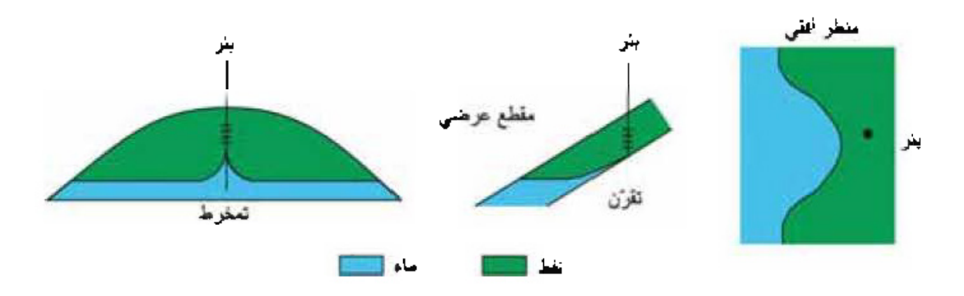
تصبح قيمة PI المتوافقة كالتالي:

$$PI = \frac{Q}{\overline{P}^2 - P_{wf}^2} \text{ (Mscf/d/psi}^2\text{) or (m}^3\text{/d/bar}^2\text{)}$$

عندما يصبح التدفق الشعاعي (radial flow) للمائع نحو البئر تحت تأثير البئر المُركّز، قد يتغيّر شكل حد التماس (interface) بين المائعين. يظهر الشكل (10 ـ 4) ظاهرتي امتصاص الماء وتقرّنه، فيما يزيح الماء النفط باتجاه البئر.

يحدث الامتصاص في المستوى الشاقولي، وفقط يكون حد التماس بين النفط والماء واقعاً مباشرة تحت البئر المنتجة. يسحب الماء إلى الأعلى نحو الثقب، وحالما يصل إلى الثقوب، تنتج البئر مع قطفات متزايدة من الماء.

يحدث التقرّن في المستوى الأفقي حيث لا يقع حد تماس النفط والماء المستقر مباشرة تحت البئر. في هذه الحالة يُجذب المائع غير المرغوب به نحو البئر المنتجة على امتداد ميل التشكّل.



الشكل (10 ـ 4) تمخرط (امتصاص) الماء وتقرّنه.

يزداد الميل للتمخرط والتقرّن إذا:

- زاد معدل التدفق في البئر.
- قلّت المسافة بين حد تماس النفط والماء المستقر والثقوب.
- ازدادت النفوذية الشاقولية.
- انخفاض الفارق الكثافي بين النفط والماء.

لتخفيض هذا الميل يجب الإنتاج بمعدل منخفض، ويجب أن تكون

الثقوب بعيدة قدر الإمكان عن حد تماس النفط والماء. يمكن المتابعة، عند اقتحام المائع غير المرغوب به للبئر، بتغيير مكان الثقوب خلال الصيانة، أو بخفض معدل الإنتاج.

بيّنت الأمثلة الواردة أعلاه تمخرط وتقرّن الماء. وقد تلاحظ نفس الظاهرة مع الغاز المُغطي (overlaying gas) الذي يسحب نحو الأسفل إلى بئر إنتاج النفط. يدعى هذا تمخرط الغاز وتقرّنه.

يعتمد ارتفاع وعرض المخاريط والتقرنات على خصائص المائع والخزّان، وعلى المعدلات التي تُنتج بها الآبار. ففي خزّان ذي نوعية جيدة ومعدلات إنتاج عالية (لنقل 20 Mb/d)، قد يصل المخروط إلى 200 قدم ارتفاعاً، ويمتد إلى مئات الأقدام في الخزّان. من الواضح إن هذا عائق رئيسي في عمود نفط رقيق، حيث يمكن للتمخرط أن يسبب قطفة ماء عالية بمعدلات إنتاج منخفضة نسبياً. في هذه الحالة تقدم الآبار الأفقية فائدة واضحة تتفوق على الآبار التقليدية الشاقولية أو المائلة.

10 ـ 3 الآبار الأفقية Horizontal wells

يعود حفر الآبار الأفقية إلى الخمسينيات من القرن الماضي، لكنها نالت شعبية كبيرة منذ الثمانينيات من القرن الماضي وما بعد، إذ تقدمت تقنية الحفر الموجّه وارتفع ضغط الكلفة. للآبار الأفقية فائدة كامنة تفوق الآبار الشاقولية أو المائلة لثلاثة أسباب، هي:

- تعرض متزايد للخزّان مما يعطي قرائن أو أدلة إنتاجية عالية (PIs).
- قابلية وصل معالم جانبية متقطعة، مثلاً شقوق وكتل فالقية.
- تغيير هندسة شبكة الصرف، كأن تكون موازية لحدود تماس المائع.

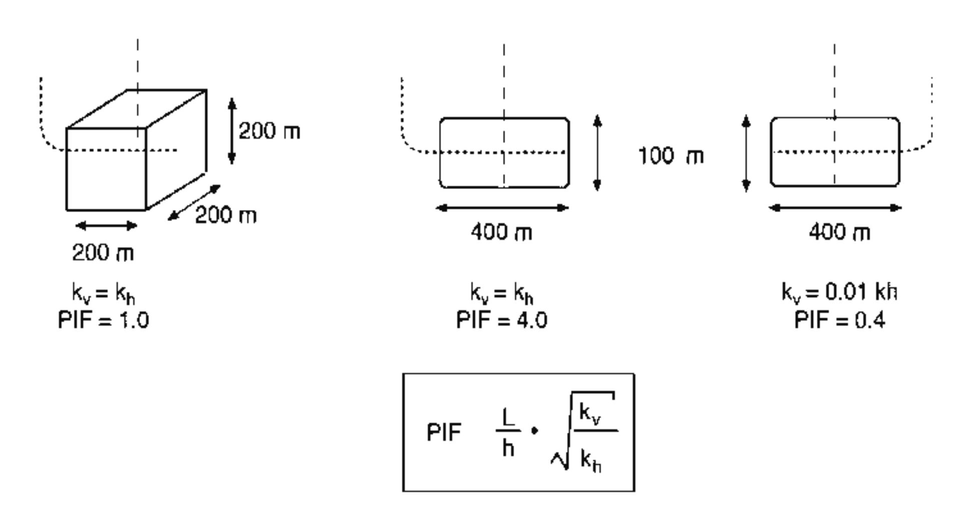
ينتج التعرض المتزايد للخزّان (increased exposure to the reservoir) من المقاطع الأفقية الطويلة التي يمكن بلوغها (إن مقاطعاً طولها كيلومترات تعتبر روتينية في العديد من الحقول). نظراً إلى أن قرينة الإنتاجية تعتبر دالة لطول الخزّان الذي يستنزف منه البئر، يمكن للآبار الأفقية أن تعطي إنتاجيات عالية في الخزّانات الممتدة جانبياً. يمكن للمرء تقدير الفائدة الأولية الكامنة في الآبار الأفقية باستخدام قياسات تقريبية (rule of thumb)، وعامل تحسين الإنتاجية

(Productivity Improvement Factor (PIF))، الذي يقارن الإنتاجية الأولية لبئر أفقية بتلك لبئر شاقولية في نفس الخزّان، خلال الفترة الزمنية الأولى للتدفق الشعاعي:

$$PIF = \frac{L}{h}\sqrt{\frac{k_v}{k_h}}$$

حيث L طول الخزّان؛ h ارتفاع الخزّان؛ k_h النفوذية الأفقية للخزّان؛ k_v النفوذيية الشاقولية للخزّان.

إن لهندسة الخزّان ونوعيته تأثيراً هاماً جداً فيما إذا كانت الآبار الأفقية ستحرز فائدة مقارنةً بالبئر الشاقولية، كما سيوضح في المثال التالي (الشكل 10 ـ 5).

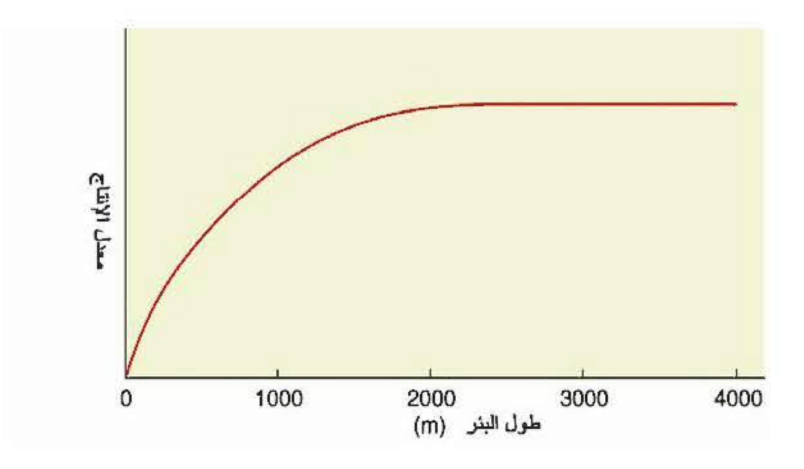


الشكل (10ـ 5): عامل تحسين الإنتاجية لآبار أفقية.

في حالة وجود نفوذية شاقولية منخفضة جداً، تُنتج البئر الأفقية فعلياً بمعدل أخفض من البئر الشاقولية. كل هذه الأمثلة تفترض أن الخزّان هو رقعة (block)، بخصائص متجانسة. من غير المرجح أن تختلف الاستعادة النهائية من بئر أفقية في الأمثلة السابقة، عن تلك للبئر الشاقولية، والفائدة الرئيسية هو في تسارع الإنتاج المحقق بالبئر الأفقية.

إن تقدير عامل تحسين الإنتاجية هو فحص كمي للفائدة الأولية المحتملة

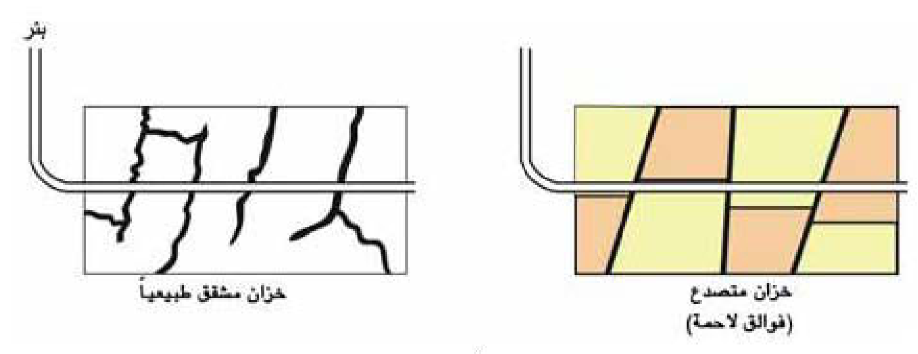
للبئر الأفقية. إن فوائد معدل التدفق المستقر للآبار الأفقية مقارنة بالآبار الشاقولية محكومة بشدة بعلاقات مشتقة من قبل جوشي (Joshi) (راجع Horizontal Well Technology, Pennwell, 1991)، وكذلك، في الخزّانات عالية النفوذية يوجد فعلاً تناقص راجع لمعدل الإنتاج على طول البئر المحفورة، بسبب هبوط الضغط الناتج من الاحتكاك مع ازدياد طول البئر، الظاهر تخطيطياً في الشكل (10 ـ 6).



الشكل (10ـ 6): معدل الإنتاج ضد طول البئر الأفقية.

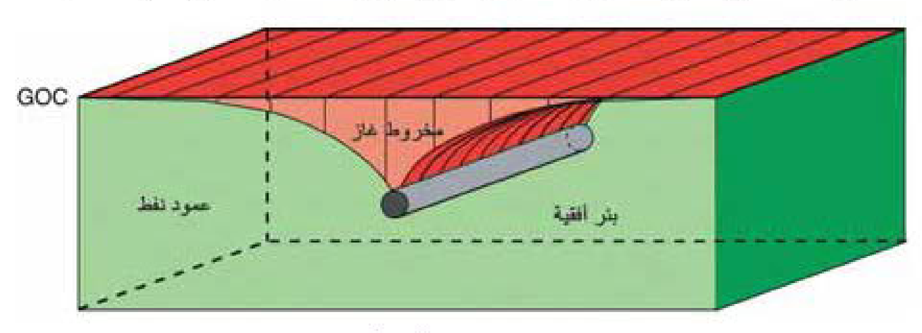
تعتمد العلاقة الصحيحة على خصائص المائع والخزّان، ويبحث بها خلال تخطيط البئر. وقد يفاقم المشكلة تطبيقات إكمال رديئة، لأن السحب المنخفض من أسفل البئر (toe) مقارنة بالسحب من كعبه heel يمنع التنظيف التام من الطَفلِة، وكعكة التصفية وموائع الإكمال.

للآبار الأفقية احتمال أعلى بوصل معالم جانبية متقطعة (connect laterally discontinuous features) في الخزّانات متغايرة الخواص أو المتقطعة. فإذا كانت نوعية الخزّان فقيرة محلياً، يكون المقطع التالي من الخزّان من نوعية أفضل، مما يحقق إنتاجية سليمة للبئر. وإذا كان الخزّان متصدعاً (faulted) أو مشققاً (fractured) فقد تُوصل البئر الأفقية بين سلسلة من الرقع المتصدعة أو الشقوق الطبيعية بطريقة قد تحتاج إلى العديد من الآبار الشاقولية لتحقيقها. من المرجح أن تكون الاستعادة النهائية للبئر الأفقية أعلى بكثير مما لبئر شاقولية وحيدة (الشكل 10 ـ 7).



الشكل (10ـ 7) : زيادة الاستعادة من البئر الأفقية.

التطبيق الرئيسي الثالث للآبار الأفقية هو تخفيض تأثيرات التمخرط والتقرن بتغيير هندسة شبكة التصريف (changing the geometry of drainage) قريباً من البئر. مثلاً، قد تمر بئر أفقية على طول قمة رقعة فالقية مائلة لتبقى بعيدة بقدر الإمكان عن حد تماس النفط ـ الماء المتقدم خلال سَوق الماء. وهناك فائدة إضافية هي إذا كانت قرينة الإنتاجية (productivity index) لبئر أفقية عالية، عندئذ يمكن إنجاز نفس إنتاجية النفط بمستوى سحب أخفض بكثير، وبذلك يتم تخفيض التمخرط والتقرن إلى الحد الأدنى. النتيجة هي أن إنتاج النفط ينجز بإنتاج ماء أقل بكثير، مما يقلّل تكاليف المعالجة ويساعد في الحفاظ على ضغط الخزّان. للآبار الأفقية فائدة جَمّة خاصة في أعمدة النفط الرقيقة (thin oil columns) (لنقل، أقل من 40m سماكة)، التي ستكون عرضة للتمخرط إذا طُوّرت باستخدام الآبار التقليدية. قد يكون الماء أو الغاز أو كلاهما مائعين غير محبذين عند حافة النفط. ويشار عادةً إلى التشويه في حد تماس المائع بالقرب من البئر الأفقية بتعبير التذري (cresting) بدلاً من التمخرط، بسبب شكل الحد الفاصل. يظهر الشكل (10 ـ 8) منظراً تخطيطياً لغاز يتذرّى من قبعة غازية تعتلي خزّاناً نفطياً.



الشكل (10ـ 8) : غاز يتذرّى في حالة نفط مطور بآبار أفقية.

10 ـ 4 اختبار الإنتاج واختبار ضغط قاع البئر Production testing and bottom hole pressure testing

تنجز اختبارات إنتاج روتينية، نمطياً مرة واحدة في الأقل شهرياً على كل بئر منتجة. ويتم ذلك بتحويل الإنتاج عبر صهريج الفصل الاختباري الموجودة على السطح، لقياس معدل تدفق (flowrate) المائع وقطفة الماء ومعدل إنتاج الغاز. يسجل ضغط رأس الأنبوب (يدعى أيضاً ضغط رأس الأنبوب المتدفق (Flowing Tubing Head Pressure (FTHP)) معدل الإنتاج في وقت اختبار، ويرسم منحني تغيّر معدل الإنتاج مع (FTHP). يسجل أيضاً الـ (FTHP) على الأقل مرة يومياً ويستخدم لتقدير معدل إنتاج البئر على أساس يومي بالرجوع إلى منحني الـ (FTHP) مقابل معدل إنتاج البئر.

من المهم معرفة كم تُنتج أو تُحقن كل بئر بهدف معرفة تغيّرات الإنتاجية أو الحقن في البئر، بحيث يتم التحقيق بمسبب ذلك. مثلاً، قد تكون البئر تعرضت للحرشفة (scaling up). كذلك، من الضروري، ومن أجل أهداف إدارة الخزّان (الفصل الرابع عشر)، فهم توزيع حجوم السوائل المنتجة من الحقل أو المحقونة فيه. هذه البيانات هي دخل في نموذج محاكاة الخزّان، وتستخدم لفحص ما إذا كان الإنجاز الفعلي يتوافق مع الإنتاج، ولتحديث البيانات السابقة في النموذج. يتم البحث عن تفسير، عندما لا تتوافق النتائج الفعلية مع المخمنة، التي قد تقود إلى ضبط النموذج (مثلاً، إعادة تحديد حدود الضغط، أو حجوم المائع في المكان).

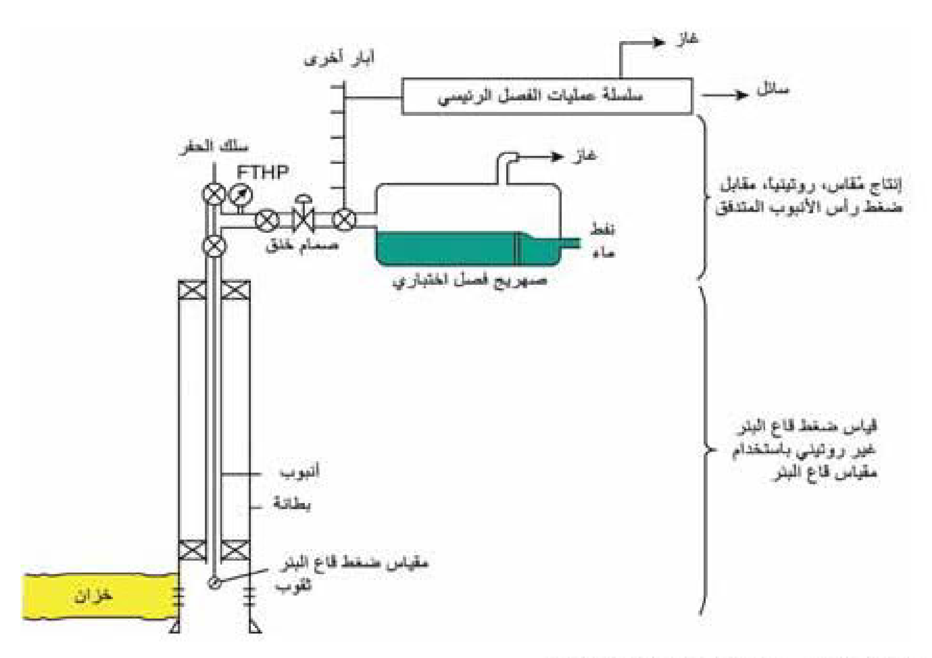
يجمع اختبار الإنتاج عبر صهريج الفصل معلومات عن السطح. وهنالك مجموعة أخرى من المعلومات تجمع خلال اختبار ضغط قاع البئر (bottom hole pressure testing) وهي معلومات ضغط قاع البئر التي تستخدم لتحديد خصائص الخزّان مثل النفوذية والقشر. ففي بئر إنتاج، استكملت بأنابيب إنتاج، تؤخذ قياسات ضغط قاع البئر بإنزال مقياس ضغط على سلك (إما سلك كهربائي، أو مقياس بذاكرة على مزلقة (slickline))، إلى عمق فواصل الخزّان. يكون عندها مقياس الضغط قادراً على تسجيل الضغط بينما يتدفق البئر أو حتى عند انحباس البئر.

إن معاينة الضغط الستاتيكي لقاع البئر (Static Bottom Hole Pressure survey (SBHP)) مفيدة في تحديد الضغط حول البئر، بدون أن تتأثر بعوامل

الإنتاج. وقد لا ينجز هذا الأمر ببساطة بتصحيح قياس الضغط السطحي، نظراً إلى أنه ربما تكون محتويات الأنابيب غير معروفة، أو قد يحتوي على موائع قابلة للانضغاط تتغير كثافتها مع الضغط (ويكون لها منحني غير معروف).

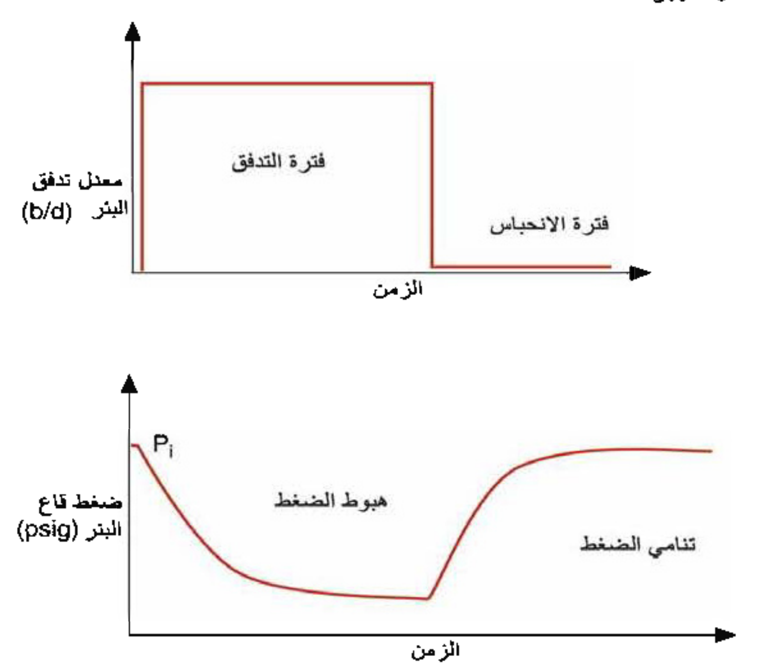
إن معاينة الضغط التدفقي لقاع البئر (Flowing Bottom Hole Pressure survey (FBHP)) مفيد في تحديد مقدار هبوط الضغط في البئر (الفرق بين متوسط ضغط البئر وP_{wf}, FBHP) ومنه تحسب قرينة الإنتاج (PI). بقياس الـ FBHP الـ FBHP مع الزمن لمعدل إنتاج ثابت، ويمكن تعيين معاملات النفوذية والقشر، وربما وجود فالق قريب، باستخدام معادلة التدفق الشعاعي الواردة في الفقرة (10 ـ 2). ويمكن كذلك حساب المعاملات بقياس استجابة ضغط قاع البئر مع الزمن عند انحباس البئر (الشكل 10 ـ 9).

إن تسجيل ضغط قاع البئر أولاً أثناء فترة التدفق، هو إجراء شائع (اختبار مقدار هبوط الضغط (pressure drawdown test))، ثم خلال فترة انحباس الضغط (اختبار مقدار تنامي الضغط (pressure build-up test)). يهبط FBHP أثناء فترة التدفق من الضغط الأولي، ثم لاحقاً، عند انحباس البئر يتنامى ضغط قاع البئر (الشكل 10 ـ 10).



الشكل (10ـ 9) : اختبار ضغط قاع البئر.

في الحالة الأبسط، ومن أجل معاينة مقدار هبوط الضغط، تشير معادلة التدفق الشعاعي إلى أن الضغط التدفقي لقاع البئر متناسب مع لوغاريتم الزمن. يمكن تعيين نفوذية الخزّان من منحني الخط المستقيم للضغط مقابل لوغاريتم الزمن، ولاحقاً القشر الكلّي للبئر. ومن أجل معاينة مقدار تنامي الضغط، يمكن استخدام منحني مشابه (يدعى مخطَّط هورنر (Horner plot)) لتحديد نفس المعاملات، التي تعمل قيمها كتدقيق مستقل للنوعية لتلك التي اشتُقت من معاينة مقدار الهبوط.



الشكل (10ـ 10): معاينة مقدار هبوط الضغط ومقدار تناميه.

نموذجياً، تنجز معاينة مقدار الهبوط ومقدار التنامي بمجرّد اكتمال بئر إنتاج، وذلك لتعيين خاصة النفوذية (*k*) للخزّان، وكفاءة إكمال البئر كما تظهر بعامل القشر (*S*) وقرينة إنتاج البئر (PI). وما لم تشير اختبارات الإنتاج الروتينية إلى تغيّر غير متوقع في إنتاجية البئر، يمكن تنفيذ معاينات SBHP فقط، لنَقُل، مرة في السنة. يمكن تنفيذ معاينة مقدار الهبوط ومقدار التنامي الكاملين لتحديد سبب التغيّرات غير المتوقعة في إنتاجية البئر. وبالإضافة إلى مقاييس الضغط والحرارة، يمكن الحصول على مجموعة كاملة إضافية من البيانات في نفس

الوقت وفي سجل إنتاج واحد. هذا وقد تشمل تقنيات التسجيل البئري للإنتاج (Production Logging Techniques (PLTs)) دوار تدفق (spinners) لقياس معدلات التدفق ومقاييس الكثافة لقياس محتويات الماء والغاز والنفط وقياسات أخرى أكثر تعقيداً تُحدد أنواع الموائع الموجودة خلف البطانة مثلاً. سيُغطى هذا الموضوع بتفاصيل أكثر في الفصل السادس عشر.

يشيع حالياً استخدام قارئة (read-out) سطحية دائمة لقراءة المقاييس داخل البئر في الآبار الحرجة. وهذه خاصة حالة الآبار تحت البحر، حيث قد تزيد كلفة تنفيذ سجل إنتاج وحيد أكثر من 2 مليون دولار، لوجوب تحريك برج حفر أو مركب تدخل (intervention vessel).

تُشغّل مقاييس دائمة في البئر مع مرحلة الإكمال. توضع هذه المقاييس (بلورة كوارتز إلكترونية (electronic quartz crystal) أو أحياناً بصرية ليفية (fabric optic)) عادة أعمق ما يمكن بحيث تكون قريبة من عمق الخزّان. في التطبيق العملي، ولتجنب العديد من التعقيدات، تُشغّل عادة فوق حشوة تقوية (packer). يوضع المقياس خارج مسار التدفق وبشكل محمي، لكنه معرض لضغط الأنبوب وحرارته. ثم يمرر كبل بجانب الأنبوب، نمطياً مُشبك إلى كل وصلة في الأنبوب. يمر الكبل في النهاية عبر شجرة الميلاد ويرتبط بمنظومة أجهزة المنشآت (الشكل 10 ـ 11).

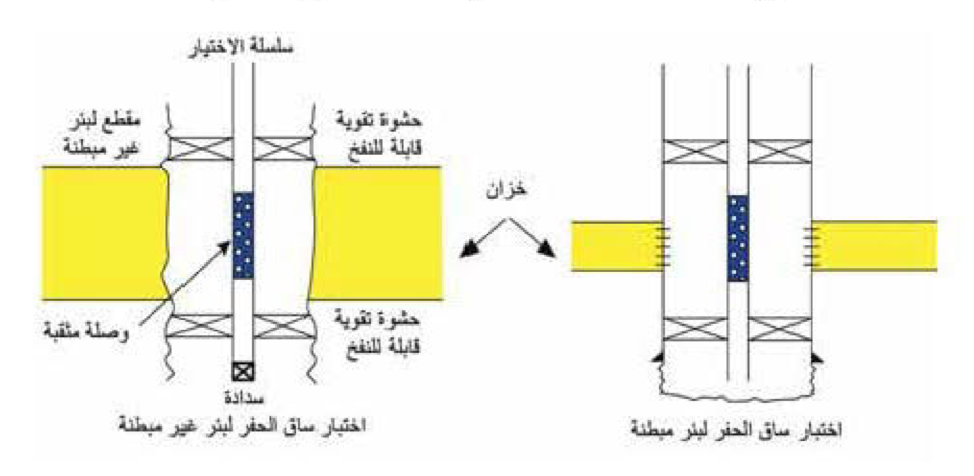


الشكل (10ـ 11) : كبل مقياس ومشبك منصوبين داخل أنبوب

(حقوق نشر الصورة لـ H. Crumpton).

نموذجياً، تقيس هذه المقاييس الضغط ودرجة الحرارة، وكذلك يمكن نشر مقياس تدفق (flow) meter لقياس تأثير فينتوري (venture effect) وبالإضافة إلى مقاييس الكثافة.

من المفيد غالباً اختبار إنتاجية البئر في آبار الاستكشاف التي تظهر مؤشّرات هيدروكربون، واحتجاز عيّنة من المائع. يمكن استخدام هذا كبرهان فيما إذا كان مزيداً من الاستكشاف والتقييم سيكونان مبررين. وإذا كانت البئر لن تستعمل على الأرجح كبئر إنتاج، فهنالك حاجة إلى طريقة لاختبار البئر بحيث تزيل كلفة تمديد بطانية عبر الفواصل المأمولة، وتركيب أنبوب إنتاج، وحشوة تقوية ورأس بئر. في مثل هذه الحالة، يمكن إنجاز اختبار ساق الحفر (Drill Stem Test (DST)) باستخدام سلك مخصص يدعى سلسلة الاختبار(test string)، له مانع تسرب (seal) غاز محكم على الفواصل (الشكل 10 ـ 12).



الشكل (10ـ 12) : اختبار ساق الحفر.

يوضع في اختبار ساق الحفر حشوات تقوية قابلة للنفخ (inflatable packers) مقابل المقطع المكشوف لتحيط بالفاصل المأمول. تُمنَع هجرة الهيدروكربون إلى الحلقة من قبل حشوة التقوية العليا، ويتطلب مانع تسرب جيد لتأمين السلامة. لذلك يمكن تطبيق اختبار ساق الحفر للمقطع المكشوف فقط عندما يكون المقطع المكشوف داخل مقياس. يتم تحديد الطول الآمن من مقطع الاختبار المكشوف بقوة كعب التبطين (casing shoe). وإذا تطلب اختبار عدة فواصل بشكل منفصل، عندئذ يمكن الأخذ بالاعتبار اختبار ساق الحفر

لبئر مبطنة (cased hole). يثقب الفاصل ذو الأهمية فقط ويسمح له بالتدفق. ويختم كل فاصل قبل اختبار الآخر. في كلا النوعيّن من اختبار ساق الحفر يمكن تشغيل مقياس ضغط قاع البئر (down hole pressure gauge)، وبالتالي إجراء مسح لمقدار الهبوط ومقدار التنامي.

10 ـ 5 أداء الأنبوب Tubing performance

عالجت الفقرات السابقة تدفق المائع في البئر. يُشار عادة إلى هذا بـ «أداء الدفق الداخلي (inflow performance)». تشير قرينة الإنتاج PI إلى أنه بينما ينخفض ضغط البئر التدفقي (P_{wf})، يزداد مقدار الهبوط ويزداد تدفق المائع إلى البئر. تذكر أنه من أجل بئر نفط (الشكل 10 ـ 13)، يكون:

مقدار هبوط الضغط ΔP_{DD}، كالتالي:

$$\Delta P_{DD} = \overline{P} - P_{wf} \text{ (psi) or (bar)}$$

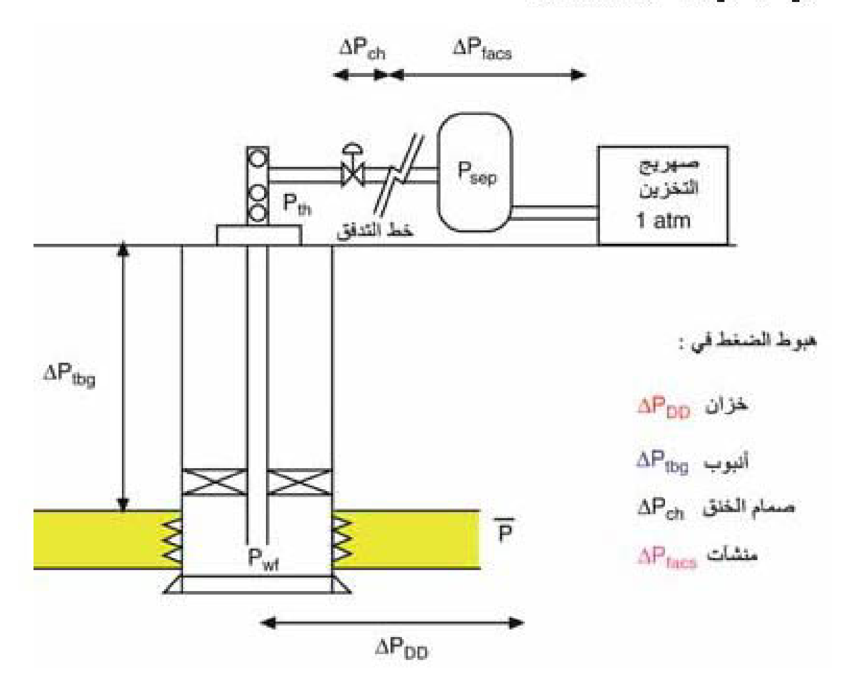
وقرينة الإنتاجية (PI) كالتالي:

$$PI = \frac{Q}{\overline{P}^2 - P_{wf}^2} \text{ (Mscf/d/psi}^2\text{) or (m}^3\text{/d/bar}^2\text{)}$$

ينسَوق المائع عند وصوله إلى البئر في الأنبوب نحو الأعلى إلى فوهة البئر، عبر صمّام الخنق، وخط التدفق أو التجميع (flowline)، وصهريج الفصل، ثم إلى التصدير أو نقطة التخزين؛ وتتضمن كل خطوة تغلب على هبوط الضغط.

يمكن قسمة هبوط الضغط إلى ثلاثة أجزاء؛ الخزّان أو الدفق الداخلي، شبكة الأنابيب والمعدّات السطحية، وضغوط الوصل. متمثلة بالضغط التدفقي للبئر (P_{wf}) (flowing wellbore pressure) وضغط فوهة الأنبوب (tubing head pressure) (P_{th}). وللتغلب على هبوط الضغط في صمّام الخنق وفي المعدّات يتطلب ضغط فوهة أنبوب محدد. وللتغلب على هبوط الضغط الشاقولي في الأنبوب بسبب الضغط الهيدروستاتيكي للمائع في الأنبوب، وهبوط الضغط الاحتكاكي (friction pressure drop)، يتطلب ضغط بئر محدد. بالنسبة إلى سائل وحيد الطور (single phase fluid) (أي، ماء فقط أو نفط فقط)، يمكن حساب هذا الاتحاد الهيدروستاتيكي والاحتكاكي بشكل مباشر نسبياً حتى مع الأخذ

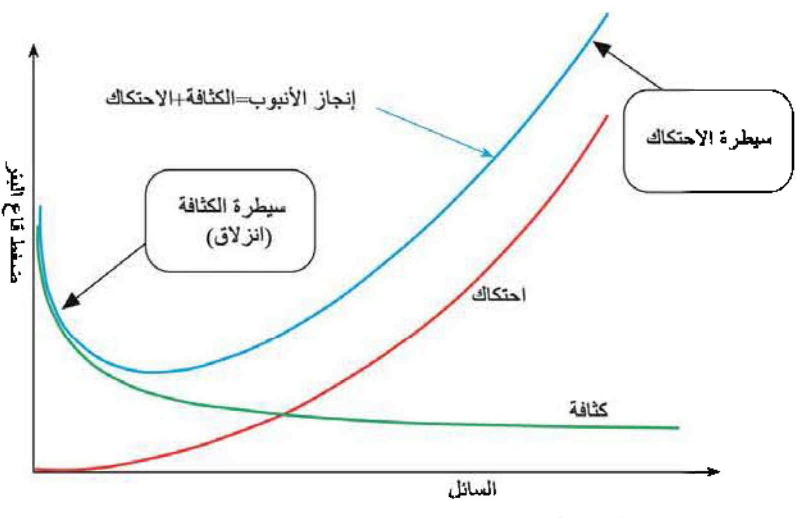
بالاعتبار تغيّر كثافة الغاز مع الضغط. مع ذلك، إن التعقيد في كل الآبار المنتجة ناتج من وجود أكثر من طور واحد ولكل طور كثافة ولزوجة مختلفة. وهذا هو تدفق متعدد الطور (multiphase flow) . في السرعات العالية، تمتزج الأطوار بشكل مشوش، وتنتقل بنفس السرعة. عندها تؤخذ متوسطات الكثافة واللزوجة، لحساب الضغط الاحتكاكي والهيدروستاتيكي. في هذه الظروف المحيطة، لا يتغيّر الضغط الهيدروستاتيكي مع المعدل، لكن هبوط الضغط الاحتكاكي يعتمد على السرعة أو مربع المعدل. وفي السرعات المنخفضة، تميل الأطوار إلى الحركة بسرعات مختلفة. يدعى هذا التأثير «التفويت» (slippage).



الشكل (10ـ 13) : هبوط الضغط في عملية الإنتاج.

بما أن الموائع الأخف (مثل الغاز) ترحل أسرع من الأطوار الأكثف مثل الماء، يستغرق الغاز زمناً أقصر في الأنبوب بالنسبة إلى السوائل. لذلك سيشغل الغاز حيزاً أصغر، وبالتالي له تأثير أقل على الكثافة الإجمالية. وعندما ينخفض المعدل، تزداد بذلك الكثافة الإجمالية. يظهر في الشكل (10 ـ 14) التأثير الموحد للاحتكاك والكثافة، حيث الضغط الكلّي المطلوب (P_{wf}) لرفع الموائع

إلى ضغط سطحي محدد (P_{th}) ظاهر وكأنه يتغلب على هبوط كلٍ من الضغط الهيدروستاتيكي والضغط والاحتكاكي.



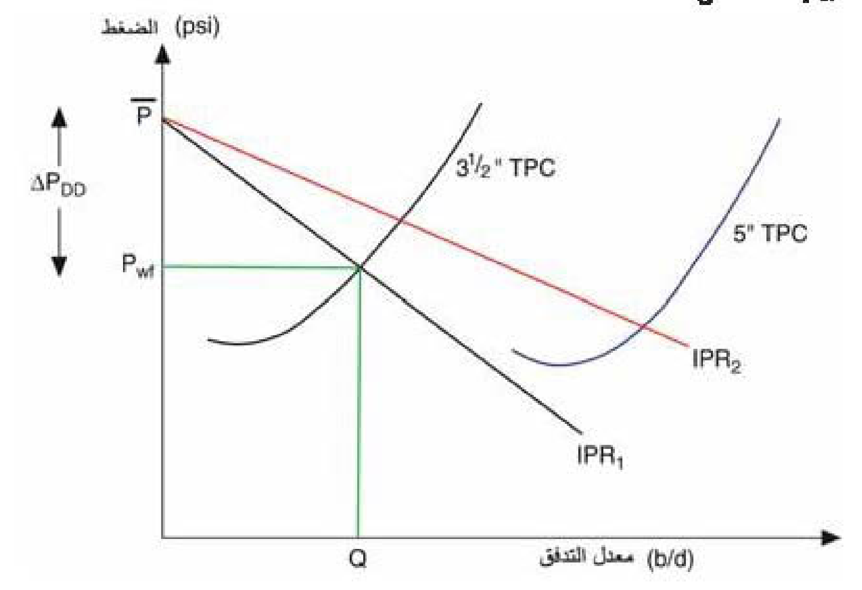
الشكل (10_ 14) : أداء الأنبوب.

إن حساب «التفويت» بدقة، وكذلك الاحتكاك والكثافة معقّد، ويبقى بدون حل دقيق. ويستخدم لذلك عادة، عدد من العلاقات التجريبية. ويعتمد اختيار العلاقة على المائع ومعدلات الغاز والمائع. يمكن تأكيد العلاقة الصحيحة بمقارنة العلاقة المخمنة ببيانات التدفق الواردة من مقاييس أسفل البئر أو من سجلات الإنتاج. ستتأثر كذلك علاقة أداء الأنبوب الإجمالية (Tubing Performance Relationship (TPR)) بشكل كبير بتغيرات قطفة الماء، ونسب الغاز ـ الماء وحجم الأنبوب، وكذلك تأثيرات الرفع الصنعي (artificial lift). وكما يمكن أن ملاحظته، وجود قيم صغرى في علاقة أداء الأنبوب الإجمالية TPR. تمثل هذه القيم أخفض ضغط لازماً لرفع الموائع إلى السطح؛ فهو يمثل لذلك الشرط الأكثر كفاءة. وبشكل تقريبي، يكون أداء التدفق الواقع من الناحية اليمنى من القيم الصغرى في علاقة أداء الأنبوب مستقراً، بينما الشروط الواقعة في الناحية اليسرى من القيم الصغرى، مع أنها غير كفؤ، يمكن أن تعاني تأثيرات التدفق غير المستقرة، مثل تباطؤ شديد من الأفضل تجنّبه.

لدينا الآن توقعات لهبوط الضغط في الأنبوب وفي الخزّان. وهما يتشاركان في نقطة أو عقدة واحدة. تتنبأ علاقة أداء الدفق الداخلي (Inflow Performance

(Relationship (IPR بضغط تدفق البئر لخزّان معيّن أو خزّان إكمال، بينما تتنبأ علاقة أداء الأنبوب (TPR) بضغط تدفق البئر المطلوب لرفع هذه الموائع إلى السطح عبر ذلك الأنبوب. يجب أن يتساوى الضغط والمعدل في عقدة فتحة البئر، ولذلك تكون نقطة تقاطع علاقة أداء التدفق الداخلي (IPR) وعلاقة أداء الأنبوب (TPR) هي معدل ضغط تدفق البئر المخمنة. تدعى هذه التقنية «تحليل NODAL™»[11]. يمكن استخدام نفس التقنية لتقاطع علاقة أداء الأنبوب مع هبوط ضغط المعدّات السطحية، حيث العقدة الآن هي الضغط السطحي.

بإهمال هبوط ضغط المعدّات السطحية، يمثل المخطّط التالي مثالاً للتوازن بين علاقة أداء التدفق الداخلي وعلاقة أداء الأنبوب لحجمين من هذه الأنابيب (الشكل 10 ـ 15).



الشكل (10ـ 15) : أداء الخزّان وأداء الأنبوب.

في حالة خزّان IPR_1، لا ينجز الأنبوب الأكبر توازناً، ولن تتدفق البئر إذا استخدم أنبوب قطره 5.5 إنش قطراً. وفي خزّان IPR_2 قد يستفاد من قياس أكبر للأنبوب ليسمح بإنتاج أعلى، والقياس الصحيح للأنبوب هو 5.5 إنش قطراً، إذا أريد تحقيق إنتاج أعظمي أولي من البئر. إن فهم أداء الأنبوب وأداء الخزّان (الذي يتطلب جمع بيانات الخزّان) مهم للاختيار الصحيح لحجوم الأنابيب (selection of tubing size). لاحظ أن معظم المتغيّرات (قطفة الماء، ضغط

الخزّان) تتغيّر جوهرياً مع الزمن، لذلك يتطلب التخطيط طويل الأمد اختيار بعض الحلول الوسط.

بالعودة إلى هبوط الضغط السطحي عبر صمّام الخنق والمعدّات، فذلك سيتغيّر أيضاً خلال عُمْر إنتاج الحقل. يستعمل صمّام الخنق لعزل المعدّات السطحية عن تغيّرات ضغط فوهة الأنبوب، ويتم اختيار صمّام الخنق لتوليد تدفق حرج يحافظ على ضغط سفلي ثابت. في البداية يتطلب وجود فتحة للتحكم بالإنتاج، عندما يكون ضغط الخزّان عالياً. ويتم تعديل قياس صمّام الخنق مع هبوط ضغط الخزّان خلال حياة إنتاج الحقل، لتخفيف هبوط الضغط عبر صمّام الخنق، وهذا يساعد على الحفاظ على الإنتاج. يمكن أيضاً تخفيض ضغط التشغيل لصهاريج الفصل خلال عُمْر إنتاج الحقل لنفس السبب. بالحقيقة، يستمر الاتصال بين الخزّان والمنشآت إلى أنبوب النفط ـ خاصة بالنسبة إلى حقول الغاز. يؤدي ضغط صهريج الفصل المرتفع إلى تطبيق ضغط راجع على الأنبوب، وبالتالي يعيق الإنتاج. مع ذلك فسوف يجعل ضخ أو تدفق المائع عبر أنبوب النفط أسهل. وسيكون هنالك ضغط أمثل لصهريج الفصل يعمل على موازنة هذه الأمور، وهذه الموازنة ستتغيّر مع نضج الحقل.

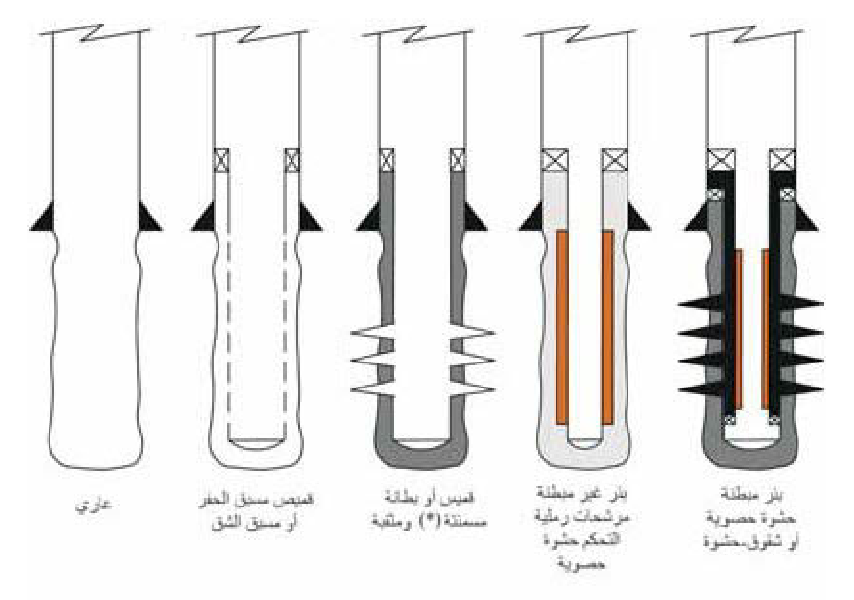
تحدد نهاية حياة الحقل بأخفض ضغط للخزّان الذي يمكنه التغلب على كل أنواع هبوط الضغط الموصوفة، ويزود بإنتاج إلى صهريج التخزين. وفيما يقترب ضغط الخزّان من هذا المستوى، يمكن تأخير ظروف الهجر بتقليل هبوط الضغط، إما بتغيير هبوط ضغط صمّام الخنق وصهريج الفصل كما ذكر، أو بإدخال صيغة ما من تقنية رفع صنعية، كما نوقش في الفقرة (10 ـ 8).

في تطوير حقل غاز، يُحدد عامل الاستعادة بشكل أساسي بمقدار انخفاض ضغط الخزّان الذي يمكن الوصول إليه قبل الوصول أخيراً إلى ضغط الهجر (abandonment pressure). ومع تراجع ضغط الخزّان، يصبح مألوفاً تركيب معدّات ضغط على السطح لضخ الغاز من فوهة البئر عبر المنشآت السطحية إلى نقطة التسليم. يمكن إقامة هذه المنشآت على مراحل خلال حياة الحقل. ومع تراجع معدل الغاز، قد يصبح من الضروري أيضاً تغيير قياس الأنابيب لتجنب تدفق غير متوازن ومشاكل تحميل الموائع ـ إن عاقبة التشغيل مع أنابيب بمقاييس أكبر بكثير من اللازم لمعدلات الغاز، يعني جوهرياً التشغيل على الناحية اليسرى من القيمة الصغرى لعلاقة أداء الأنبوب.

10 ـ 6 إكمال البئر Well completions

إن المعبر إلى الإنتاج أو الحقن، بين الخزّان والسطح هو عملية الإكمال (completion). وتقسم هذه العملية إلى «إكمال سفلي (lower completion)» أو «إكمال الخزّان (reservoir completion)» للجزء المقابل لفاصل الخزّان، و«إكمال علوي (upper completion)» أو «إكمال الأنابيب (tubing completion)» للجزء الواقع فوق الخزّان مروراً بفوهة البئر.

يوجد عدد من الخيارات لكلٍّ من الإكمال السفلي والعلوي. تظهر الخيارات للإكمال السفلي في الشكل (10 ـ 16)، بينما تظهر الخيارات للإكمال العلوي في الشكل (10 ـ 20).



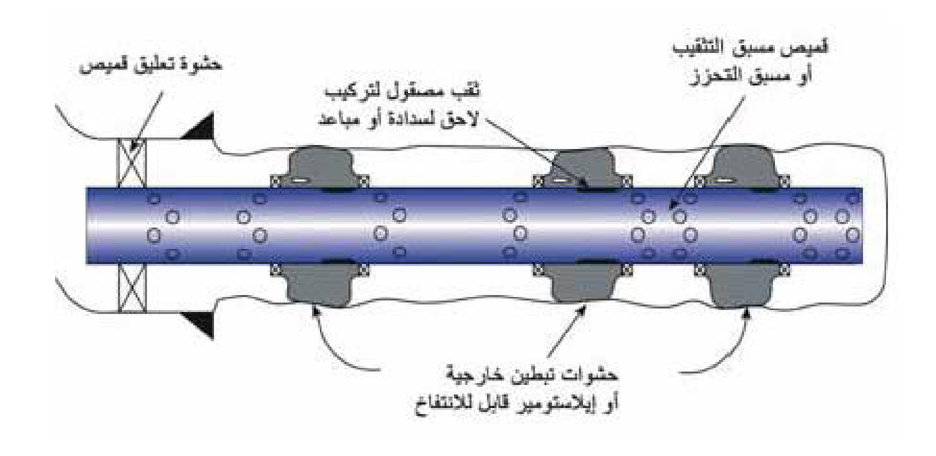
الشكل (10ـ 16) : ملخّص مراحل إكمال الخزّان.

(*) مسمنتة: معاملة بالسمنت (cement) أو الباطون.

لكلٍّ من هذه الخيارات الخمسة الرئيسية لإكمال الخزّان فوائده وأضراره، لكن كلها شائعة الاستعمال في مواقع مختلفة من العالم. ويبقى الإكمال العاري (barefoot completion) هو الأبسط والأرخص. أما مقطع الخزّان المحفور فيترك غير مبطن وبدون وضع أي شيء عبر الخزّان. مع أنه رخيص وبسيط، لكن أي دخول مستقبلي للخزّان ـ من أجل التسجيل أو إيقاف موائع غير مرغوب بها،

سيكون محفوفاً بالمصاعب. لذلك يجب أخذ الحذر للتأكد بأن لا يدخل رأس الحفر في فاصل مائي. إضافة إلى ذلك، يمكن أن ينهار أي فاصل ضعيف، قد يعوق الإنتاج أو يُخرج أجزاء صلبة إلى السطح. مع ذلك، ومن الناحية الأخرى، توجد مساحة تدفق واسعة، وسيكون أي تدخل مستقبلي، مثل تغيير مسار البئر إلى موقع خزّان جديد، سيكون سهلاً نسبياً لعدم وجود معدّات في الطريق. الإكمال العاري شائع في المواقع القارية ـ خاصة تلك التي تنتج من حجر رملي أو دولوميتي متراص.

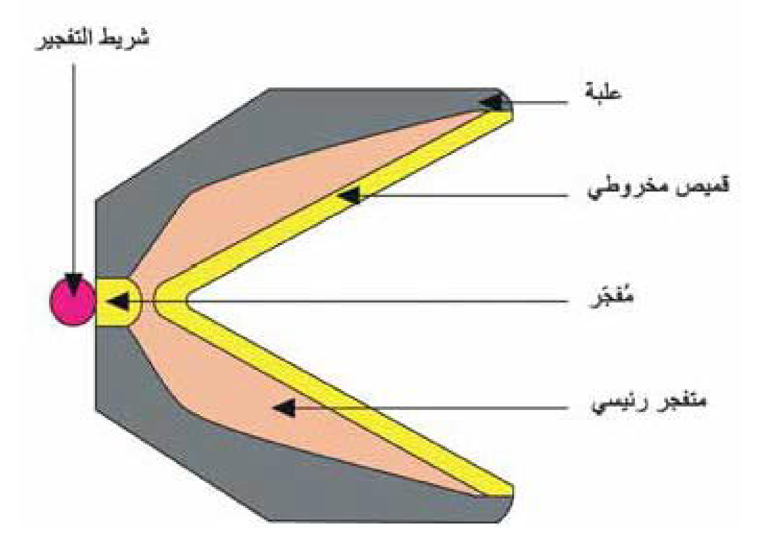
إن بطانة البئر أو القميص (liner) مسبق الحفر (pre-drilled) أو مسبق التحزز (pre-slotted) أمر أكثر تعقيداً. فللقميص فتحات أو شقوق حفرت فيه قبل تركيبه. ومع أن البئر يبقى قابلاً للإنتاج، إلا أن القميص يعزز الحفر ويمنع البئر من الانهيار كلياً ويساعد على التدخل أو إنزال أدوات التسجيل. مع ذلك، من المستحيل من الناحية العملية جعل الشقوق صغيرة كفاية لمنع إنتاج حبيبات الرمل المنفصلة. ويمكن في هذه الأنواع من آبار الإنتاج استخدام حشوات تقوية بهدف عزل فواصل الماء أو الغاز. يظهر في الشكل (10 ـ 17) تطبيق لهذا في بئر أفقية.



الشكل (10ـ 17) : إكمال بئر مفتوحة (open hole) مع عزل نطاقي.

تنفخ حشوات تقوية البئر أو تكون مصممة لتنتفخ عند تلامسها مع موائع الخزّان. كما يمكن أن توفر موقعاً لوضع سدادات (plugs) أو مباعدات (straddles) عند الحاجة.

إن البطانة المسمنتة (cemented) والمثقبة (perforated) أكثر تعقيداً، لكن لها فوائد مميّزة. تمر البطانة أو القميص عبر مقطع الخزّان ثم تسمنت في المكان. حالما يّثبت الأسمنت يمكن تثقيب البئر - يتم ذلك نموذجياً باستخدام بنادق تثقيب تُثبّت على أنبوب الحفر. بدلاً من ذلك يمكن أن يتم الإكمال العلوي وبعدها يجري التثقيب خلال الإكمال - عادةً باستخدام سلك كهربائي. تحتوي مدافع التثقيب (perforation guns) أنواعاً من الشحنات المتفجرة ذات أشكال مختلفة. وفي كل شحنة يوجد مخروط من المتفجر (الشكل 10 - 18). يرسل هذا المخروط، عند التفجير، اندفاع وحيد الاتجاه عالي الضغط يخترق البطانة والأسمنت وعدة أقدام عبر التشكّل.



الشكل (10- 18) : الشحنة المتفجرة.

حالما يصل المسّوق إلى العمق الصحيح (كما يظهر في الشكل 10 - 19) يفجر من على السطح عادة بواسطة إما كبل كهربائي أو بضغط هيدروليكي. إن الفائدة الكبرى للإكمال التثقيبي هو أنه يمكن للمهندس اختيار مكان التثقيب. يتخذ القرار على أساس بيانات السجل، ويمكن تجنب الماء والغاز أو الفواصل الضعيفة. يمكن أيضاً عزل الثقوب لاحقاً إذا أنتجوا ماءاً أو غازاً أكثر من اللازم.

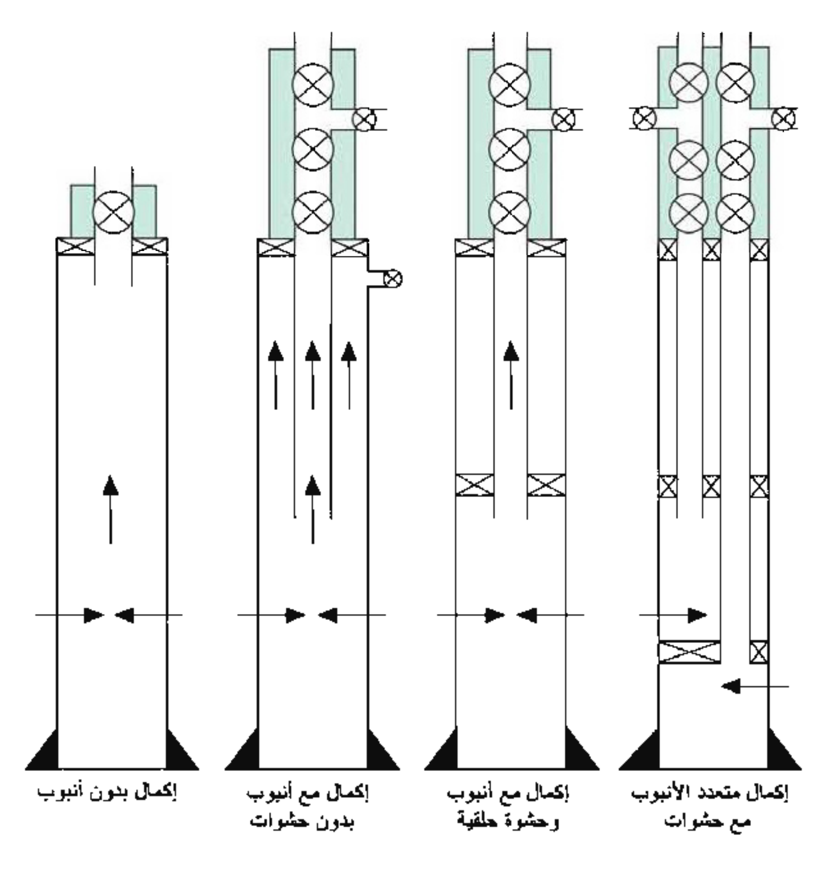
لا تستطيع أيٌّ من التقنيات المذكورة سابقاً التعامل مع الفواصل الضعيفة الميالة إلى إنتاج الرمل، مع أنه إذا كانت هذه الفواصل قليلة العدد، يمكن

للإكمال التقيبي تجنبها على الأقل. يمكن لإكمالات تجنب الرمل أن تكون في بئر غير مبطنة أو مبطنة. وهي تستخدم مصافي (screens) (لفة سلك بسيطة أو نوع من الشبك أكثر تعقيداً)، التي يمكن أن توضع عبر البئر غير المبطنة أو عبر فاصل مبطن ومثقب. لزيادة الموثوقية، يمكن أن تملأ الحلقة بين المصفاة والتشكّل بالحصى (حشوة حصوية (gravel pack)). يترك، في عملية إكمال بعض الآبار غير المبطنة، التشكّل لينهار مباشرة فوق المصفاة. حديثاً، طبقت طريقة أخرى عالية الموثوقية تستخدم مصفاة قابلة للتمدد في مقطع بئر غير مبطنة. تمتد هذه المصفاة عبر مقطع الخزّان ثم تمتد مقابل جدار البئر. في إكمال تحكم الرمل (sand control completion) لبئر مبطنة، تملأ دوماً الحلقة والثقوب بالحصى. لذلك، يمكن أن تكون رزم الحصى في البئر المبطنة اختيارية، لكن أحياناً، تعاني انتاجية منخفضة. يمكن من أجل زيادة الإنتاجية، ضخ الحصى بضغط عالٍ أو إحداث شقوق في الخزّان ـ ما يطلق عليه شقوق وحشوة (frac and pack) أو (frac-pack). يساعد هذا على حشو الثقوب بالحصى مما يُزوّد بفائدة تحفيزية. يمكن أن تكون هذه التقنية معقدة، لكنها استخدمت خاصة للحصول على تأثير جيد في البحر في خليج المكسيك.



الشكل (10 ـ 19): مسَوق الثاقب.

يغطي الإكمال العلوي (cupper completion) كذلك تقنيات متنوعة. يظهر الشكل (10 ـ 20) أربع طرائق شائعة. الدفق الداخلي الظاهر هنا هو لإكمال مبطن مبطن cased ومثقب، لكن توجد تقنيات مشابهة لخيارات إكمال الخزّان الأخرى.

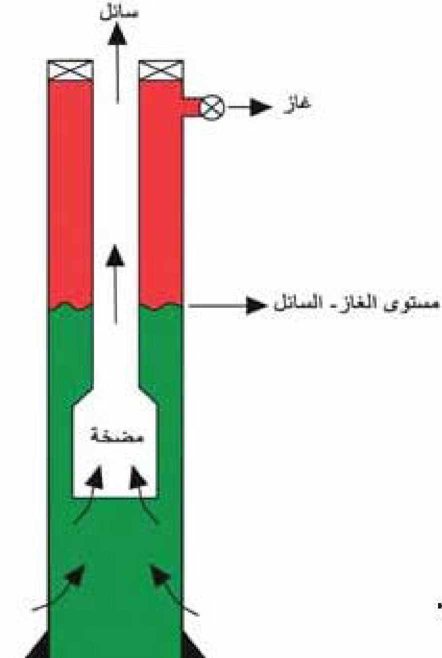


الشكل (10ـ 20) : ملخّص أشكال الأنبوب.

تتألف الطريقة الأبسط من الإنتاج مباشرة من البطانة بدون أنبوب (tubingless completion)، فهي رخيصة، ويمكن أن يكون لها مساحة تدفق واسعة، لكن يصعب التحكم بها، ويمكن أن تسبب تآكل البطانة وفي كل الحالات تعتبر غير آمنة لافتقارها إلى الحواجز عند وقوع المشاكل. الخيار الثاني ومع أنه يظهر من النظرة الأولى إن له نفس مشاكل الإكمال بدون أنبوب، لكن فيه فوائد مميّزة. منها أن يكون التدفق عبر الأنبوب، أو عبر حلقة الأنبوب ـ البطانة، أو كلاهما. لذلك، فهي مفيدة جداً في آبار الغاز منخفضة الضغط،

حيث يمكن تغيير منطقة التدفق للتغلب على مشاكل تحميل المائع. التطبيق الرئيسي الآخر هو مع آبار الضخ. عند تركيب مضخّة في أسفل البئر، حيث تعمل المضخات بشكل أفضل، إذا كانت تنتج المائع فقط وليس غازاً، لأن إنتاج الغاز قد يؤدي إلى مشاكل. لذلك يصرف الغاز عبر الحلقة (كما يظهر في الشكل 10 ـ 21) إلى فوهة البئر. يدخل المائع إلى المضخّة ويضخ إلى الأعلى من فوهة الأنبوب. يمكن في حال الطوارئ إيقاف المضخّة فيتوقف تدفق الأنبوب. هنا سيرتفع مستوى المائع في الحلقة وتقتل البئر نفسها. ستدرس آبار الضخ أكثر في الفقرة (10 ـ 8).

يستخدم في الآبار طبيعية التدفق، خاصة تلك التي تتدفق بضغط متوسط أو عالٍ، حواجز إضافية لهروب الهيدروكربون. في المثال الثالث المبيّن في الشكل، يُختَم الأنبوب بحشوة تقوية أو بمنظومة سد أخرى. لذلك في حال حصول تسرب في الأنبوب (مثلاً، نتيجة التآكل)، تستطيع البطانة تحمل الضغط. عندها يُكتشف ضغط الحلقة، فتغلق البئر، ويستبدل الأنبوب. إن استبدال الأنبوب أسهل بكثير من استبدال البطانة. هذا الإكمال شائع جداً في البحر، لأن التسرب يكون أقسى بكثير عندما يقترب البئر من السكان.



الشكل (10ـ 21) : بئر ضخ.

الخيار الأخير في الشكل (10 ـ 20) هو مزدوج السلسلة. من الواضح أنه أكثر تعقيداً من الخيارات الأخرى، ومع ذلك له بعض الفائدة. يستخدم هذا الخيار في الآبار ذات المعدلات المنخفضة إلى متوسطة المعدل حيث توجد خزّانات مكدسة متعددة. ينتج التدفق من فاصلين متحكم بهما، ويقاسان بشكل منفصل، وفيهما يتم تجنب مشاكل الموائع غير المتوافقة. يمكن أن تكون هذه الإكمالات مفيدة جداً، إذا كانت فواصل الخزّان مختلفة جداً بالإنتاجية والضغط أو الموائع. مع ذلك، تكون المعدلات عادة أخفض من المكافئ لبئر إنتاج مازج وحيد، نتيجة محدودية الحجم للسلسلتين المتوازيتين داخل البطانة. في الأمثلة المتطرفة، قد تُمرر ثلاث سلاسل أو أربع سلاسل بالتوازي.

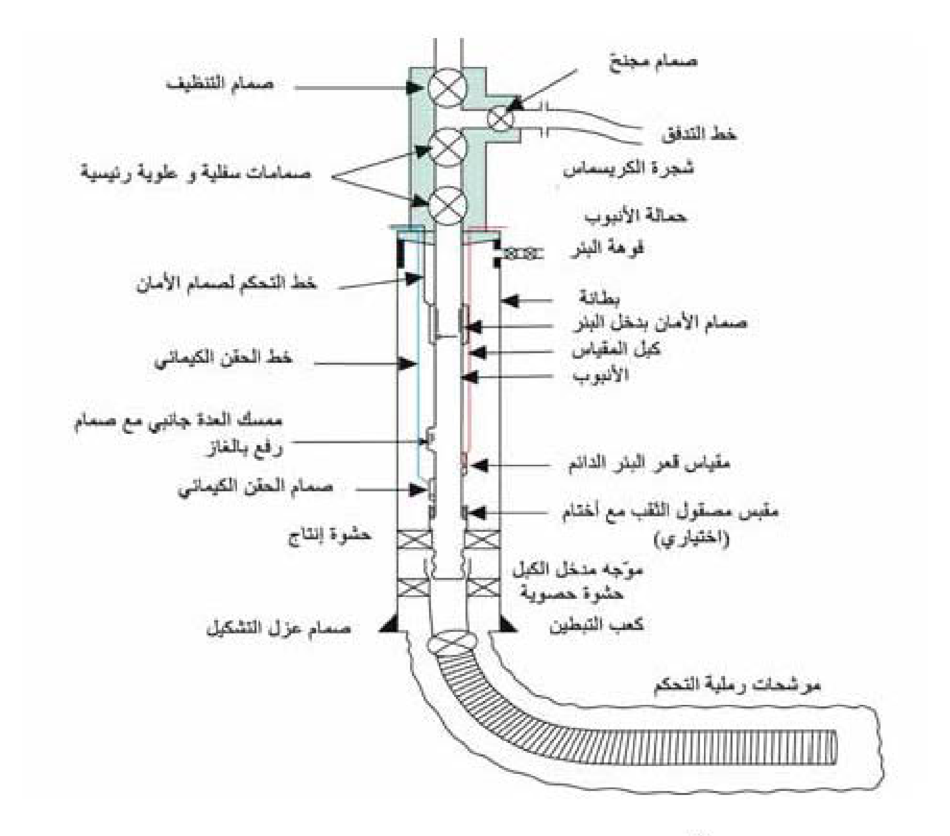
10 ـ 7 تقنية الإكمال والآبار الذكية Completion technology and intelligent wells

أخذنا بالاعتبار، في الفقرة الأخيرة مجالاً من أنواع الإكمالات لكلّ من مقطع الخزّان والإكمال العلوي. دعنا الآن نتعامل مع بعض المعدّات التي قد نقابلها في الإكمال. ففي المثال في الشكل (10 ـ 22) الإكمال أفقي بحري للتحكم بالرمل مع العديد من قطع المعدّات الاختيارية. مع ذلك يظهر بوضوح أنواع المعدّات الشائعة الاستعمال والاختصارات المستعملة والمربكة أحياناً.

بدءاً من قمة البئر، نجد شجرة الكريسماس منتصبة على فوهة البئر. صممت الشجرة للتحكم بالإنتاج أو الحقن، فهي الوسيلة الأولية لإغلاق البئر. الدخول الشاقولي عبر الشجرة ممكن للتسجيل أو للتدخلات الأخرى. يمكن تطبيق هذه العمليات على بئر نشطة (مضغوطة وقادرة على التدفق) من خلال جهاز تحكم بالضغط مؤقت منصوب فوق صمّام التنظيف (Swab Valve (SV)). إن معظم الآبار تستخدم شجرة كريسماس بشكل ما، بما فيها آبار تحت بحرية. مع ذلك تستبدل آبار الضخ بالقضيب (rod pumped wells) الشجرة بصمّام منفرد وصندوق حشو (stuffing box) للسماح للقضبان بالحركة صعوداً وهبوطاً بالبئر بينما تتدفق البئر.

حمالة الأنبوب (tubing hanger) هي قطعة معدنية متينة تدعم الأنبوب. فهي إما موضوعة ضمن فوهة البئر (Wellhead) (كما تظهر هنا) أو توضع في داخل الشجرة في بعض الأنواع. تتصل حمالة الأنبوب بالشجرة بسدادات

وتتصل بالأنبوب بسن ملولب (screwed thread). لحمالة الأنبوب عادة فتحات لمرور خطوط التحكم، وخطوط عدّاد أسفل البئر، وخطوط للحقن الكيميائي. وعادةً يأتي الأنبوب تحت الحامل. يجب أن يصمم الأنبوب لتحمل ضغط عالٍ (وأحياناً حرارة عالية). غالباً ما تكون موائع الحفر أكّالة (corrosive)، والأنبوب (ومعدّات الإكمال الأخرى) مصنوع من سبائك مقاومة للتآكل (Corrosion Resistant Alloys (CRA)) مثل الفولاذ اللاّصدوء (stainless steel)، خاصة للآبار الحرجة عالية المعدل. ويأتي الأنبوب والبطانة بوصلات بطول نمطي 40 قدماً وتوصل بعضها البعض بسن لولبي على الحفّار.

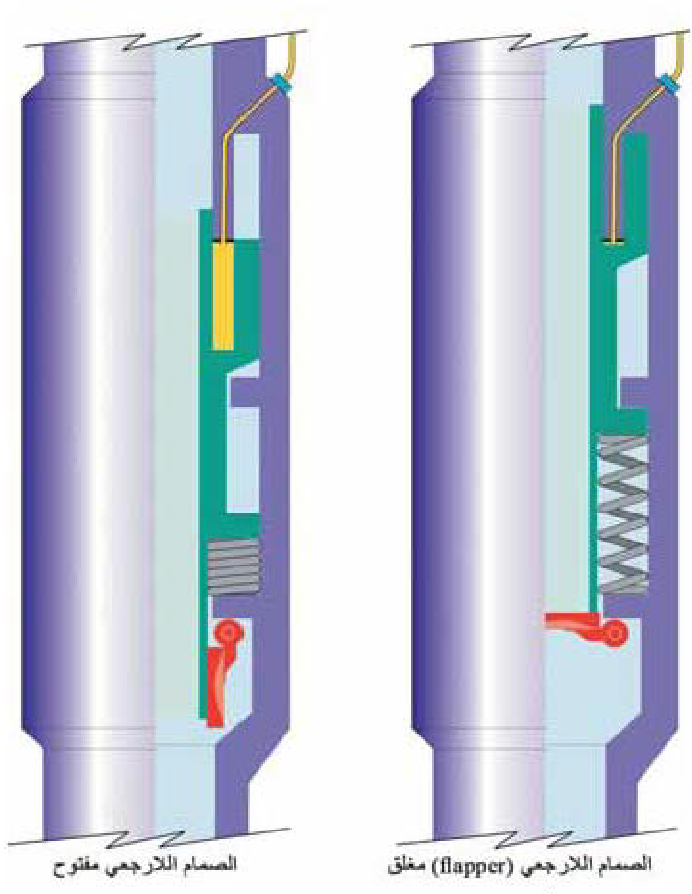


الشكل (10ـ 22) : مخطّط إكمال لبئر.

تستخدم معظم الإكمالات البحرية والشاطئية صمّام أمان بداخل البئر، كما يبدو في الشكل (10 ـ 23). يفتح هذا الصمّام بالضغط ويتعلق بخط تحكم. إذا فاض ضغط البئر عمداً أو نتيجة عطل خط التحكم يطلق نابض

موجود في الصمّام صمّام قلاب لا رجعي (flapper valve) في مسار التدفق لتغلق البئر. فمثلاً إذا وقع حادث كبير على المنصّة تسبب بتخريب شديد للشجرة، ينكسر خط التحكم وتغلق البئر تلقائياً. يرتبط كذلك صمّام الأمان بمنظومة التحكم بالإغلاق.

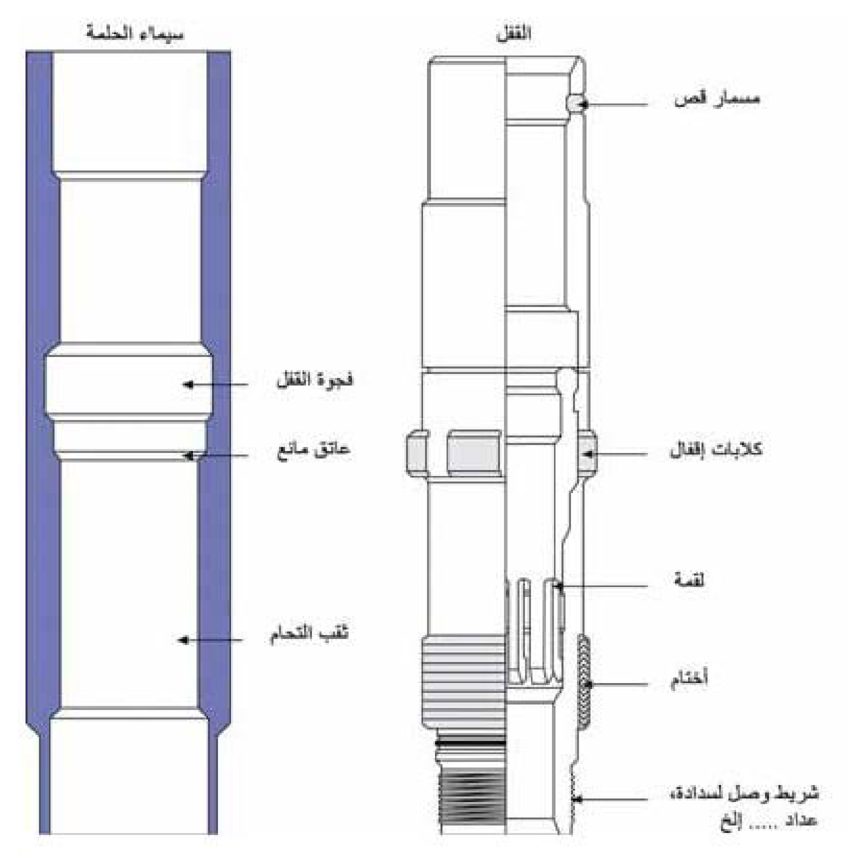
يأتي تحت صمّام الأمان مجموعة من المعدّات الاختيارية. ويَظهر في الشكل (10 ـ 22) ثلاثة أنواع من ماسك العدة (mandrel). واحد لحقن الغاز، وواحد لمقياس الضغط، والآخر للحقن الكيميائي. يمكن لأنواع الكيميائيات المحقونة أن تحتوي على موانع الرسوبات الكلسية، وميثانول لمنع الهيدرات، وموانع التآكل. وهناك معدّات أخرى اختيارية (غير ظاهرة) وهي باب جانبي منزلق ((Sliding Side Door (SSD)) لدوران الموائع في الأنبوب وخارجه.



الشكل (10ـ 23) : صمّام أمان داخل البئر (DHSV).

يرسو في المثال الظاهر، الأنبوب ويلتحم بالبطانة بواسطة حشوة تقوية إنتاج. كما يوجد أحياناً جهاز تمدد (مثل المقبس المصقول الثقب polished bore receptacle (PBR)) الظاهر فوق حشوة التقوية، ويستخدم للسماح بالتمدد الحراري أو لتقلص الأنبوب.

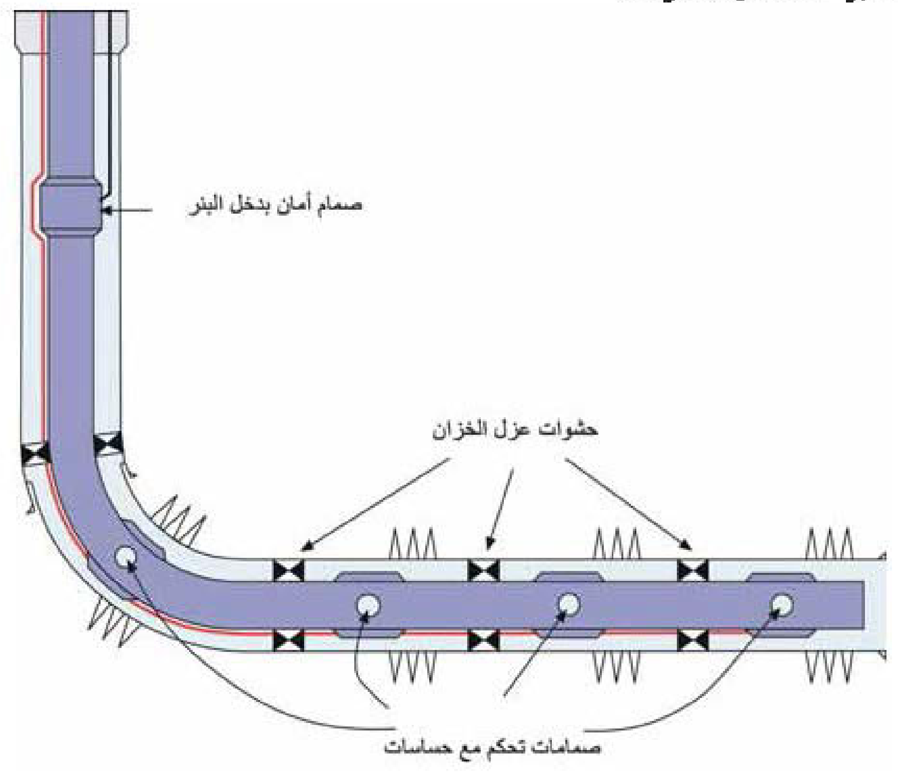
يوجد عادة تحت حشوة التقوية (racker) مقطع (أنبوب السحب tailpipe) مع حلمة (nipple) جانبية لوضع المآخذ والمقاييس المؤقتة وصمّامات الخنق لأسفل البئر. وتوجد الحلمة أحياناً داخل حمالة الأنبوب، مباشرة فوق صمّام الأمان، وأحياناً (في الإكمالات الأقدم) في حشوات التقوية. إن الحلمة (الشكل 10 ـ 24) جزء دائم من عملية الإكمال، لكن القفل يُركّب ويزال بواسطة مزلقة. ويمكن أن يرتبط بالقفل مكونات متنوعة، بما فيها مأخذ فارغ blanck plug، وصمّام تدقيق (check valve) أو مقياس.



الشكل (10ـ 24) : مقطع جانبي للحلمة والقفل المزالق.

تتصل المصفاة في هذا المثال، (أو تلتحم) بالبطانة عبر حشوة تقوية إضافية. وفي حال عدم وجودها أو وجود مانع آخر للتسرب، يمكن للرمل الدخول إلى الأنبوب. يقع تحت هذه الحشوة الحصوية صمّام آخر (صمّام عزل التشكّل formation isolation valve) يبرز في معظم الإكمالات الحديثة (أحياناً مع مجموعة مُربكة بأسماء المالكين!) لأهداف متعددة. في هذه الحالة يستخدم الصمّام للعزل الآمن للخزّان بينما تجرى عمليات الإكمال العلوي. يمكن، على سبيل المثال، استخدام الصمام في تطبيقات أخرى كحاجز في داخل البئر لتشغيل مدافع التثقيب الطويلة. تغلق هذه الصمامات عادة بشكل ميكانيكي (مثلاً، بواسطة الأنبوب المستخدم لتشغيل المصافي) ثم تفتح بواسطة سلسلة من دورات الضغط.

نوع آخر من عمليات الإكمال هو البئر المجهز بتحكم عن بعد للتدفق داخل البئر. تدعى هذه البئر أحياناً بالبئر الذكية (smart well) أو (intelligent well). مع ذلك، لأنه نادراً ما يوجد قدرة على اتخاذ قرار مباشر يرتبط بالتحكم بالتدفق، تعتبر كلمة ذكية مغلوطة.



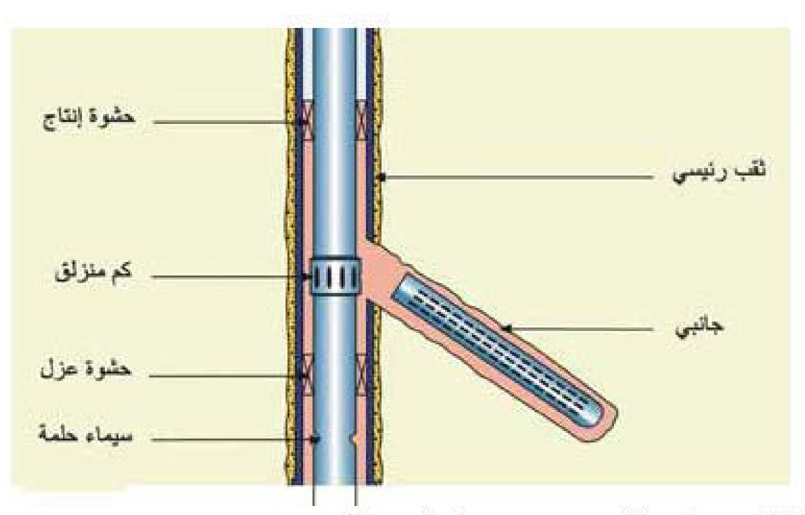
الشكل (10ـ 25) : مثال عن البئر الذكية.

إن الترتيب الظاهر في الشكل (10ـ 25) هو لإكمال بئر مبطنة ومثقبة، مع أن تغييرات أكثر تعقيداً موجودة لإكمالات التحكم بالرمل. يتم التحكم بالصمّامات كهربائياً أو هيدروليكياً عبر كبلات تحكم. وتفصل حشوات التقوية كل فاصل من الخزّان أو بين خزّانات أخرى.

يمكن أن تكون الصمّامات من نوع فتح ـ إغلاق، أو يمكن أن تخضع لمزيد من التحكم والتعقيد. تنشر كذلك معظم الآبار الذكية مقاييس للضغط والحرارة لكلّ صمّام تحكم داخل وخارج الأنبوب. ترسل إشارات المقياس مُضَممة (multiplexed) مع إشارات صمّام التحكم. وتفيد الإكمالات الذكية خاصة، عندما يكون دخول الخزّان بالموائع التقليدية (تداخل من خلال الأنبوب) محدوداً. قد يكون ذلك لأن البئر بعيدة، مثلاً منصّة بحرية غير مأهولة أو صعبة أو مكلفة الدخول، كما في حالة الآبار تحت البحرية.

الآبار متعددة الفروع الجانبية هي حديثة نسبياً وأكثر تعقيداً. إذا وجدت بئر مهجورة جزئياً وفتحت فتحة فوق المقطع المهجور وإلى جانب البئر الرئيسية، فسوف يدعى هذا المسار بالمسار الجانبي (sidetrack). وهذه شائعة عندما تصبح البئر الرئيسية غير قابلة للاستعمال، لكن يوجد احتياطي قريب، فهي أرخص بكثير من حفر بئر جديدة. إذا لم تكن البئر الرئيسية مهجورة، إلا أنها معزولة مؤقتاً فقط وحفرت بئر جديدة، فيمكن إنجاز الإنتاج أو الحقن من المسار الجانبي والبئر الأصلية. هذا هي الآبار متعددة الفروع الجانبية. لا يوجد حد لعدد المسارات الجانبية التي يمكن حفرها من بئر واحدة، مع أن حفر خمسة فروع جانبية نادر.

يظهر الشكل (10 ـ 26) فرعيّن لبئر متعددة المسارات الجانبية. في هذه الحالة، صمّمت عملية الإكمال للحفاظ على الدخول إلى البئر الأصلية وللقدرة على إغلاق كلا البئرين. يمكن عزل المسار الجانبي بإغلاق باب جانبي منزلق. وينجز هذا بواسطة تدخل مزلقة (slickline intervention). كما يمكن عزل البئر الأصلية بوضع سدادة (مرة أخرى بواسطة مزلقة) في أنبوب السحب. ومن الممكن كذلك، وبصورة شائعة، المزج بين الآبار الذكية والآبار متعددة المسارات الجانبية، وبذلك يُسمح بالمراقبة عن بعد والتحكم بكل مسار.



الشكل (10ـ 26) : مثال على بئر متعددة المسارات الجانبية.

10 ـ 8 الرفع الصنعي Artificial lift

إن الهدف من أي منظومة رفع صنعي هو إضافة طاقة إلى الموائع المنتجة، إما لتسريع أو تمكين الإنتاج.

يمكن لبعض الآبار التدفق بكفاءة أعلى بالرفع الصنعي، ويمكن لأُخرى أن تطلب رفعاً صنعياً للبدء ثم بعدها الاستمرار بالتدفق الطبيعي، والبعض الآخر قد لا يتدفق أبداً بالتدفق الطبيعي. في كل من هذه الحالات، يجب أن توازن الكلفة الكلّية لمنظومة الرفع الصنعي مقابل الأرباح. ويجب أن تتضمن الكلفة الكلّية نفقة رأس المال على البئر (CAPEX) والمنشآت وتكاليف العمل كتشغيل المعدّات وصيانتها. قد تكون تكاليف العمل عالية، خاصة عند الحاجة إلى استبدال المضخات دورياً. ونظراً إلى أن الرفع الصنعي يحتاج إلى طاقة، لذا يوجد اتصال كامل من البئر إلى المنشآت وهندسة المعالجة. تتطلب منظومات الرفع الصنعي المختلفة منابع طاقة مختلفة كلياً، وقد يكون لاختيار منظومة الرفع الصنعي تأثير كبير في المنشآت السطحية.

إن منظومات الرفع الصنعي مطلوبة غالباً، في مرحلة متأخرة من حياة الحقل، عندما تنخفض ضغوط الخزّان، وتهبط وفقاً لذلك إنتاجيات البئر. إذا تم توَقّع حالة، حيث سيتطلب الرفع الصنعي أو سيكون مؤثراً في الكلفة لاحقاً في حياة الحقل، فقد يكون مفيداً إقامة معدّات الرفع الصنعي مقدماً، واستخدامها لتسريع الإنتاج، على أن توازن الإيرادات الزائدة من تسريع الإنتاج

كلفة الاستثمار السابقة. وقد يكون مفيداً، في حالات أخرى، إقامة منظومات رفع صنعي متعددة لتفي بطلب آبار مختلفة، أو لتغيير منظومة الرفع الصنعي خلال حياة البئر لتفي بالمطلوب في شروط عمل مختلفة. الأمثلة النمطية هي الآبار التي حُوّلت إلى المضخات الغاطسة الكهربائية (electrical submersible pumps (ESPs))، لاحقاً في عُمُر الحقل.

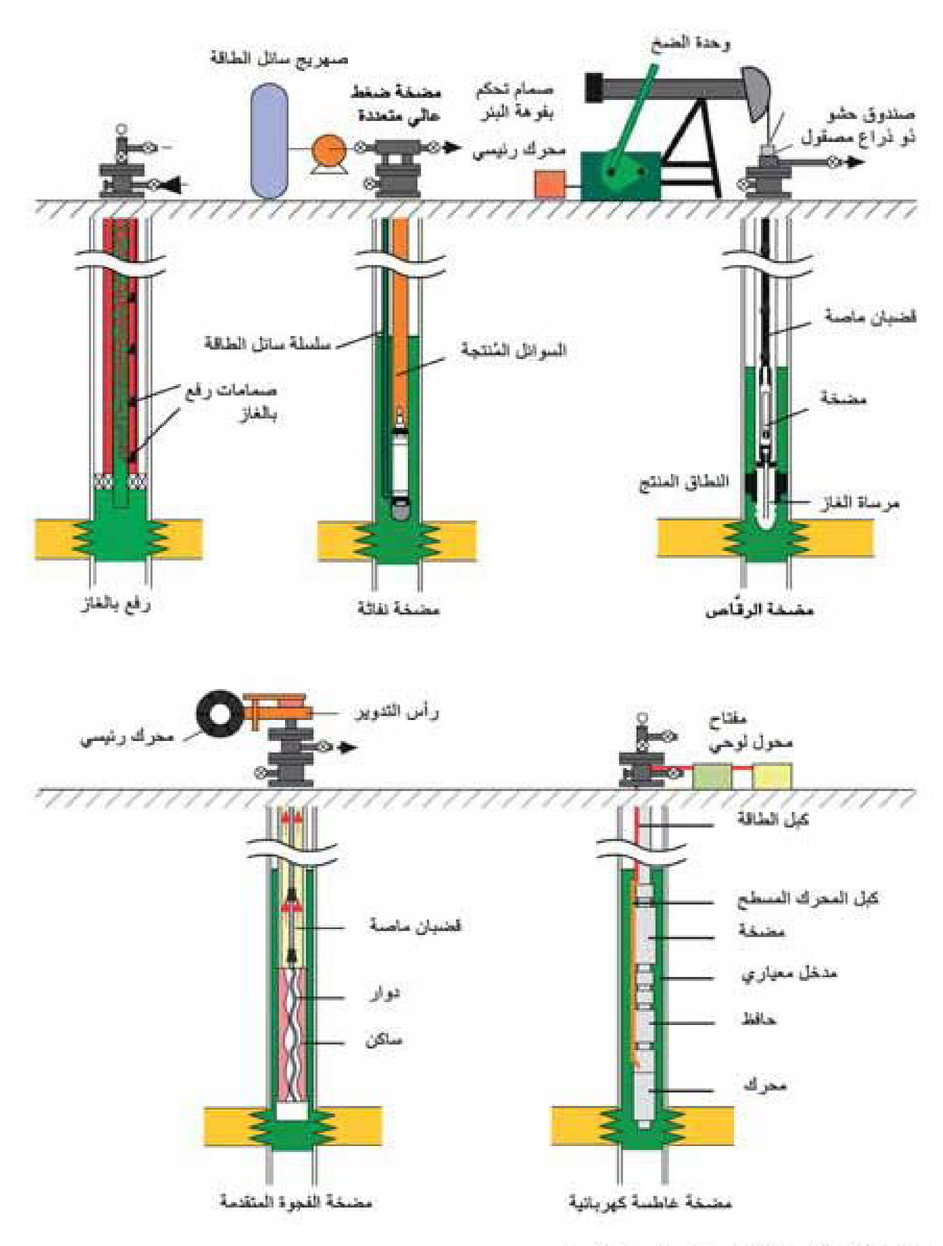
يتطلب رفع الموائع من الخزّان إلى السطح طاقة. وتحتوي كل الخزّانات على طاقة بشكل ضغط، في المائع المضغوط نفسه، وفي الصخر، من الحمولة الثقيلة. يمكن المحافظة على الضغط صنعياً أو تعزيزه بحقن الغاز أو الماء في الخزّان. ويعرف هذا عادة بالمحافظة على الضغط (pressure maintenance). تميز منظومات الرفع الصنعي نفسها من المحافظة على الضغط، بإضافة طاقة للموائع المنتجة في البئر؛ لا تنقل الطاقة إلى الخزّان.

نورد الأنواع التالية من الرفع الصنعي المتوفرة حالياً:

- مضخّة الرقاص (beam pump)(*).
- مضخّة الفجوة المتقدمة (progressive cavity pump).
- مضخّة غاطسة كهربائية (Electrical Submersible Pump (ESP)).
- مضخّة غاطسة هيدروليكية (Hydraulic submersible Pump (HSP)).
- مضخّة نافثة (jet pump).
- رفع بالغاز بتدفق مستمر(continuous flow gas lift).
- رفع تدفق غاز متقطع (intermittent gas lift).
- غاطسات (plungers).

الخمسة الأوائل في القائمة أعلاه هي مضخات، وحرفياً، تعصر الموائع وتسَوقها أو تجذبها إلى السطح، بهذا تنقل الطاقة الميكانيكية إلى الموائع، ولو بطرق مختلفة. تضيف منظومات رفع الغاز الطاقة، بإضافة غاز خفيف، وبالتالي تُخَفض الكثافة الإجمالية للموائع المنتجة. سيتبع كلاًّ من المنظومات الموصوفة مقدمة صغيرة لاحقاً. تظهر صور المضخات في الشكل (10 ـ 27).

(*) مضخة الرقاص: مضخة بذراع متأرجح يحمل ثقل الموازنة.



الشكل (10ــ 27) : منظومات الرفع الصنعي.

10 ـ 8 ـ 1 مضخّة الذراع Beam pump

تعرف هذه المضخات باسم «مضخات القضيب (rod pump)» أو «الحمير حانية الرأس (nodding donkeys)» التي تحرّك رؤوسها صعوداً ونزولاً. لمضخة

الرقاص العاتقة غطاس تحت سطحي. يتأرجح إلى الأعلى والأسفل بحركة عاتق متحرك على السطح. وللغطاس صمّام غير مُرجع (check valve) (الصمّام المتحرك)، بينما يقع تحت الغاطس صمّام ثانٍ (الصمّام الثابت). يُمتص المائع من الخزّان عندما يرتفع الغطاس. وعند الهبوط، يمتلئ الغطاس ثانية، بهذا يوجد ضخ فقط عند الصعود. يُدار الذراع بواسطة محرك كهربائي أو ترددي (reciprocating). ويتصل الغطاس في الأسفل والذراع المتحرك ميكانيكياً بواسطة قضبان ماصة. تسمح قياسات مختلفة للغاطس (كلاً من المساحة والطول) لمجال واسع من معدلات التدفق الممكنة. فمن أجل قياس محدد للغاطس، يمكن تعديل معدل التدفق كثيراً بتغيير طول الدَقة (stroke length) وسرعة المضخّة (pump speed). يمكن تكييف معدلات تدفق أخفض بسهولة بتشغيل الضخ وتعطيله. إن إيجاد التوازن الصحيح بين طول الدَقة وسرعة المضخّة هو فن تصميم مضخّة الذراع. تقود التصاميم تحت ـ المثلى إلى فعاليات فقيرة وبلى مفرط للقضيب والمضخّة. يستخدم عداد دينامي (dynamometer) لمراقبة المنظومة. يظهر العداد الدينامي العلاقة بين سرعة المضخّة والحمولة. إن استخدام مضخات الذراع شائع جداً على الآبار الأرضية، لكنها محددة الإنتاج بعدة مئات من البراميل يومياً. يمكن للتصاميم أحياناً أن تزود معدلات أعلى، خاصة إذا تم استبدال منظومة الذراع السطحي بمكبس هيدروليكي (hydraulic piston).

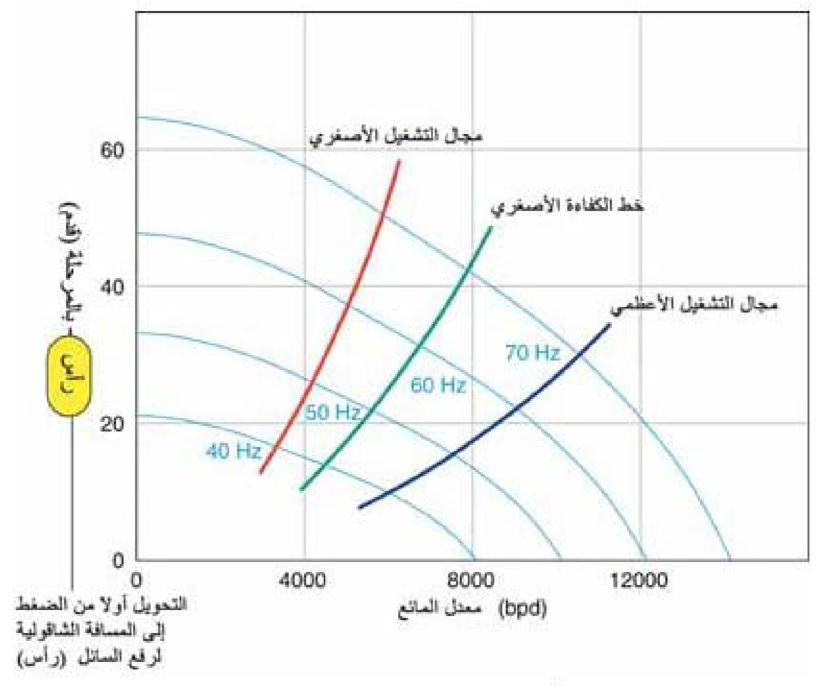
10 ـ 8 ـ 2 مضخّة الفجوة المتقدمة Progressive cavity pump

تتألف مضخّة الفجوة المتقدمة من لولب دوار (rotating corkscrew) شبيه بتجمع تحت سطحي مسير بمحرك منصوب على السطح ـ عادة كهربائي. تستخدم قضبان مضخّة الذراع للوصل بين الاثنين. إن معدل التدفق المنجز تابع لسرعة دوران التجمع تحت السطحي. مبدئياً هنالك القليل مما قد يتعطل بمضخات الفجوة المتقدمة، مع أن الطاقة تفقد باحتكاك القضيب أثناء نقل العزم الدوراني نحو أسفل البئر ـ لاسيما في الآبار المائلة والعميقة. لهذا السبب، يمكن للمضخات العميقة استخدام محرك غاطس مشابه لذلك المستخدم في المضخات الغاطسة الكهربائية. يمكن أن تتفوق مضخات الفجوة المتقدمة في الآبار الضحلة منخفضة الإنتاجية، مع خامات نفط لزجة، ويمكنها، كذلك، التعامل مع كميات كبيرة من المواد الصلبة المنتجة.

10 ـ 8 ـ 3 المضخّة الغاطسة الكهربائية Electric submersible pump

المضخّة الغاطسة الكهربائية هي مضخّة متقدمة متعددة المراحل وذات طرد مركزي، تدار مباشرة بمحرك كهربائي غاطس. يُحدد مسبقاً (تقريباً) خرج المضخّة الغاطسة الكهربائية بحسب نوع المضخّة وعدد مراحلها. ويمكن بكلفة إضافية، كما يظهر في الشكل (10 ـ 28)، أن تنجز مضخّة الطرد المركزي العمل برفع المائع إلى قمة (head). والقمة هي المسافة الشاقولية التي يرفع إليها المائع. القمة مستقلة عن المائع، لكنْ زيادة الضغط الناتجة تعتمد كثيراً على المائع. ويُولّد رفع الماء زيادة ضغط أكبر (ويتطلب طاقة أعلى من المحرك) من رفع الغاز. يُظهر المخطّط خرج مرحلة واحدة فقط.

تُحدد القمة الكلّية (total head) المطلوبة عدد المراحل ـ ومتطلبات قدرة المحرك. كما أن تصميم المضخّة الغاطسة الكهربائية يُعنى بشكل أولي باختيار النوع الصحيح للمضخّة، والعدد المثالي للمراحل والمحرك المتطابق وحجم الكبل للتأكد من انسيابية عمل المنظومة. وكما يمكن ملاحظته من المخطّط، أنه يصعب التعامل مع التغيّرات في إنتاجية البئر.



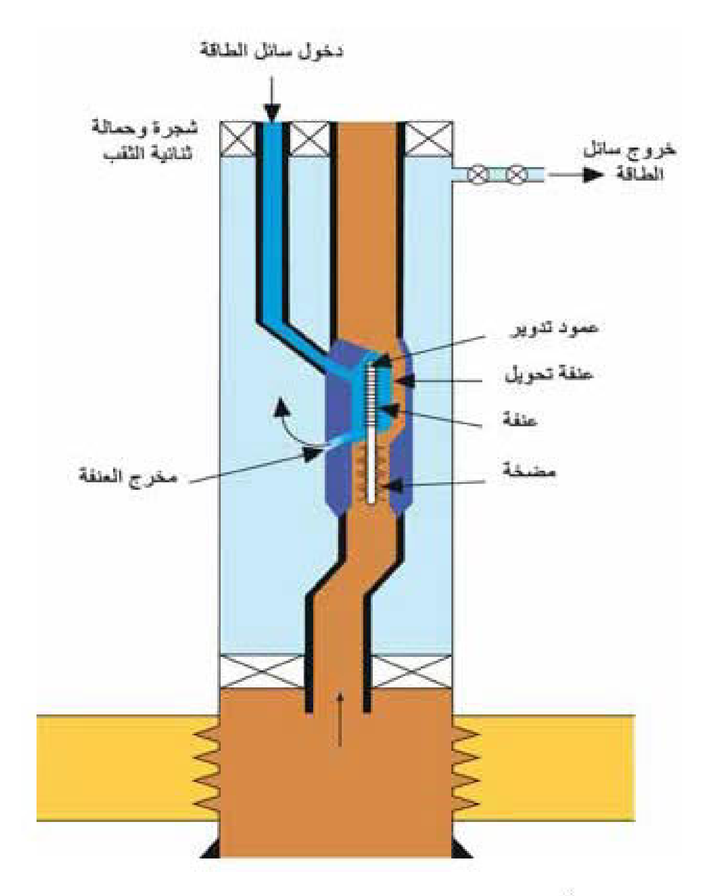
الشكل (10ـ 28) : مرحلة المضخّة الغاطسة الكهربائية.

تتم مراقبة إنجاز المنظومة، بشكل رئيسي باستخدام عداد التيار والفولتاج، وقياس حمولة المحرك وبتحليل المائع المنتج مقابل القمة الهيدروليكية .فإذا كانت المعدلات عالية جداً أو منخفضة جداً بالنسبة إلى المضخّة، عندئذ ستنمو أحمال ضاغطة على مراحلها، وستدمر المضخّة نفسها عندئذٍ. تشمل المشاكل الأخرى، قصر دارة كهربائية، خاصة عندما يخترق (penetrators) الكبل عبر حشوات التقوية. تتغاير فترات العمر التشغيلي للمضخّة من سنوات عديدة في آبار ضحلة، ومنخفضة الحرارة وخالية من الأجسام الصلبة إلى أقل من سنة في بيئات متطرفة أو حيث يوجد أخطاء في تصميم المضخّة، أو تركيبها، أو إدارتها.

10 ـ 8 ـ 4 المضخّة الغاطسة الهيدروليكية Hydraulic submersible pump

تشبه هذه المضخات المضخات الغاطسة الكهربائية من حيث إنها مضخّة متقدمة متعددة المراحل وذات طرد مركزي لرفع الموائع. استعيض عن المحرك الكهربائي بطوربين وعنفة. تدار العنفة بمائع عالي الضغط وارد من السطح. تدور العنفة بسرعة أعلى بكثير من محرك المضخّة الغاطسة الكهربائية، وبالتالي تتطلب المضخات الغاطسة الهيدروليكية HSPsمراحل مضخّة أقل، ولذلك تكون أكثر إحكاماً. يمكن أن تُنشر المضخة مع الأنبوب أو من خلال عملية الإكمال (إذا كانت كبيرة كفاية). واحد من العوامل التي تحد من استخدامها هي مشكلة تدوير الطاقة إلى المضخّة ومنها. يمكن مزج مائع الطاقة مع المائع المنتج ثم فصله وضغطه على السطح. هنالك طريقة ثانية تقوم على استخدام إكمال مزدوج الأنابيب، كما يظهر في الشكل (10 ـ 29).

وهنالك بديل ثالث هو التخلص من مائع الطاقة في البئر. يتطلب هذا وجود طبقة حاملة للماء مناسبة الموقع أو نطاق حقن (injection zone). في هذه المنظومات المفتوحة، نمطياً يجب أن يكون مائع الطاقة هو الماء ـ على الأرجح رُفعَ إلى ضغط عالٍ بما يكفي لتدوير العنفة. نظراً إلى غياب العناصر الكهربائية، تكون، عموماً، المضخات الغاطسة الهيدروليكية أكثر ثقة من المضخات الغاطسة الكهربائية، مع أنها أكثر عرضة للعطل من الأجسام الصلبة. قد تكون موائع الطاقة أكّالة للبطانة، وقد يساعد تبريدها على ترسيب الشمع أو الهيدرات.



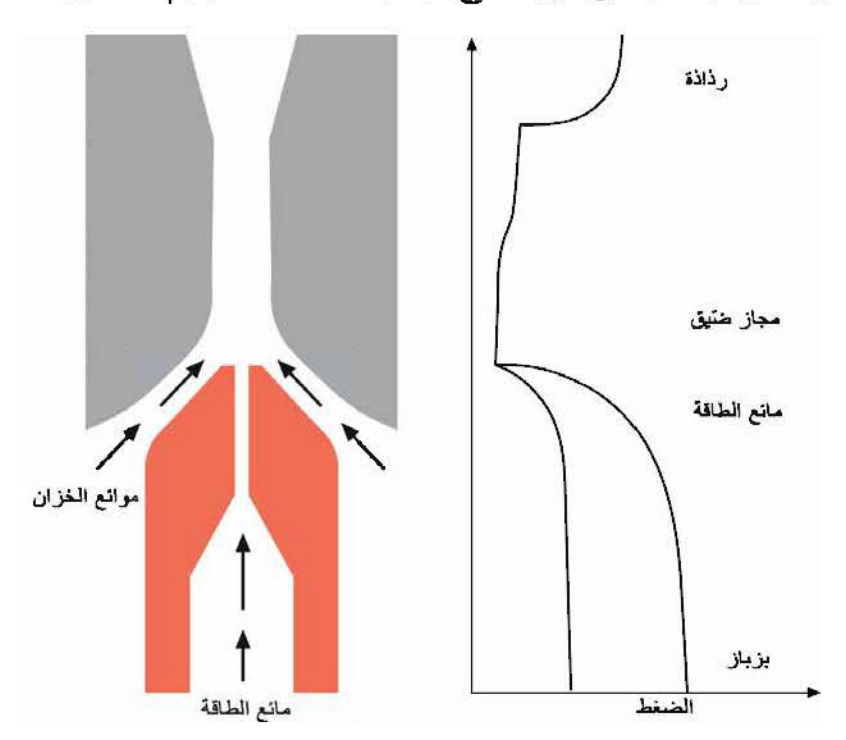
الشكل (10ـ 29) المضخّة الغاطسة الهيدروليكية.

10 ـ 8 ـ 5 المضخّة النفّاثة Jet pump

تعتمد المضخّة النفّاثة، مثل المضخّة الغاطسة الهيدروليكية، على طاقة هيدروليكية ترسل إلى تحت السطح. ينتهي هناك التشابه. يُسرّع مائع الطاقة عالي الضغط عبر بزباز. وتولّد السرعة العالية ضغطاً منخفضاً حسب مبدأ بيرنولي (Bernoulli) أو (venturi). يمص الضغط المنخفض موائع الحفر نحو الأعلى (الشكل 10 ـ 30).

يمزج الضغط المنخفض مائع الطاقة ومائع الخزّان ثم يدخل إلى رذاذة (diffuser) حيث تحول السرعة إلى ضغط. ويصبح الضغط كافياً لإرسال الموائع إلى السطح. ليس للمضخّة النفّاثة أجزاء متحركة، ويمكن أن تصنع محكمة جداً، ونموذجياً تركّب على سلك. إنها قابلة للتطبيق على آبار منخفضة، إلى متوسطة

المعدل، لكنها منخفضة الكفاءة. إما أن يكون مائع الطاقة ماءً محقوناً نوعياً أو نفطاً خاماً عالي الضغط. خلافاً للمضخّة الغاطسة الهيدروليكية، يمتزج سائل الطاقة بسائل الخزّان، ويجب أن يفصل على السطح، وقد يعاد استخدامه أو يتم التخلص منه.



الشكل (10ــ 30) : مضخّة نفّاثة.

10 ـ 8 ـ 6 رفع بالغاز Gas lift

تهدف منظومات الرفع بالغاز إلى جعل عمود المائع أقل وزناً بحقن غاز فيه، ويستخدم لهذا الغرض الغاز الطبيعي المحفز عادةً. يتم، بالصيغة البسيطة، تخفيف غاز الهيدروكربون وضغطه على السطح، وثم إدخاله إلى البئر عبر فوهة البئر. يرحل الغاز نحو الأسفل داخل بطانة الإنتاج، إلى أعمق ما يمكن، ويدخل إلى مرحلة الإكمال عبر صمّام رفع بالغاز (Gas Lift Valve (GLV)) (يشمل صمّام الرفع بالغاز صمّاماً غير مرجع check valve أو فتحة). يمكن استبدال صمّام الرفع بالغاز بواسطة سلك، لأنه موجود ضمن ماسك عدة جانبي (Side Pocket Mandrel (SPM)). يمتزج مائع الخزّان وغاز الرفع، ويتدفقان إلى

السطح، حيث يستعاد بعض الغاز ولا يستهلك أي غاز أثناء الرفع بالغاز، مع أن الضاغط يحتاج إلى طاقة ـ عادة من غاز وقود.

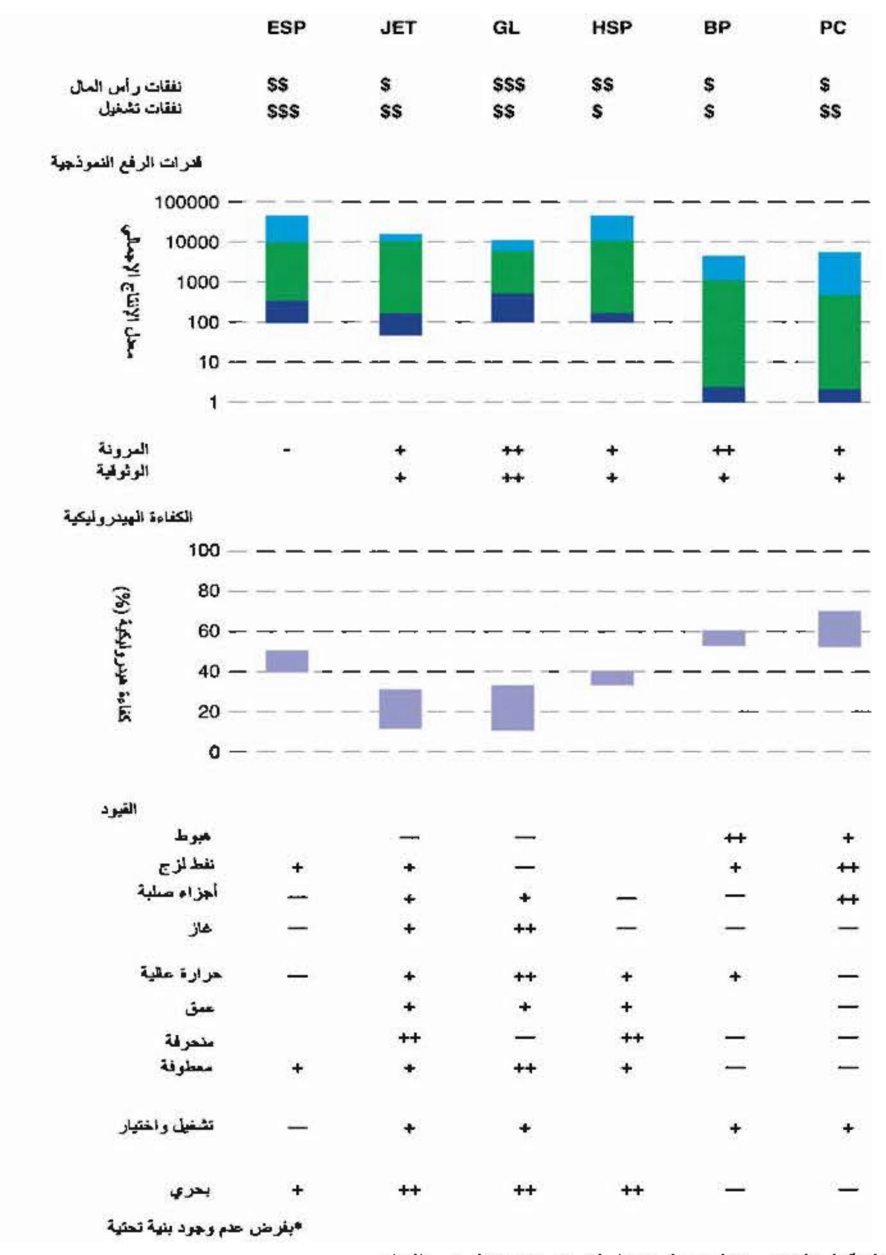
مع أن مثل هذه المنظومة بسيطة في الأسفل، لكنها تتطلب ضغط غاز عالياً للانطلاق، لاسيما عندما يكون عمود المائع كثيفاً داخل مرحلة الإكمال. يمكن تزويد مثل هذا الضغط العالي من ضاغط رفاس (kick-off compressor) مخصص. مع ذلك يوجد حل آخر أكثر شيوعاً وهو استعمال صمّامات تفريغ (unloading valves) موجودة في ماسكات عِدَة رفع بالغاز موزعة في أسفل مرحلة الإكمال. تكون هذه الصمّامات في البداية مفتوحة وتسمح برفع الغاز الضحل. وعندما يخف عمود الغاز في مرحلة الإكمال وينخفض ضغط غاز الأنبوب أو البطانة، تغلق الصمّامات تلقائياً. وبهذا يُدفع غاز الرفع تدريجياً نحو الأسفل في البئر.

تتمّ مراقبة إنجاز منظومة الرفع بالغاز بملاحظة حقن، ومعدل تدفق المائع المنتج، وضغطي البطانة والأنبوب. ويمكن القيام بمسوح تشخيصية مثل تسجيل الإنتاج البئري لتحديد ما إذا كان أي صمّام لا يعمل بشكل صحيح؛ فإذا كان هناك حاجة يتم استبداله. وكذلك الوصول إلى الكمية المثلى من الغاز الذاهبة إلى كل بئر أمر حرج. إذا كانت كمية الغاز مفرطة ينخفض إنجاز المنظومة نتيجة زيادة الاحتكاك. وإذا كانت كمية الغاز منخفضة جداً فلن تخف موائع الخزّان كفاية.

وهناك بديل للرفع بالغاز المتواصل هو الرفع بالغاز المتقطع. والجهاز الملائم للرفع بالغاز المتقطع مشابه لذلك المطلوب للرفع بالغاز المتواصل، لكن مبدأ التشغيل مختلف. وفيما يتم في منظومة الرفع بالغاز العاملة بشكل سلس مستمر فينتشر الغاز في المائع. يعتمد الرفع بالغاز المتقطع على حجم محدود من الغاز لرفع عمود المائع إلى السطح وعلى فترات منتظمة، بقدر الإمكان بشكل مماثل للمكبس. يمكن فصل الغاز المرفوع عن النفط بواسطة غاطس؛ ولقد برهن غاطس مساعد للرفع بالغاز (plunger assisted gas lift). على أنه أكثر كفاءة في النفوط الخام اللزجة أو في النفوط الخام الميالة للمستحلب. عليه يمكن مراقبة إنجاز المنظومة بمراقبة ضغوط البطانة والأنبوب.

بيّن الشكل (10 ـ 31) نظرة شاملة على الإطار التطبيقي والفوائد والعوائق لتقنيات الرفع بالغاز المتعددة. وكما يمكن أن يُرى، فإن عدداً قليلاً من الطرائق يناسب البيئات عالية المعدل؛ ورفع بالغاز، ESPs، وHSPs. إن مضخات الرقاص، عموماً لا تناسب التطبيقات البحرية بسبب المعدل المنخفض وحجم

المعدّات السطحية المطلوبة. بينما الغالبية من آبار الرفع الصنعي في العالم تستخدم مضخات الرقاص، وغالبية تلك هي آبار متجردة (stripper wells)، تنتج أقل من 10 براميل في اليوم.



الشكل (10ـ 31): نظرة شاملة على تقنية الرفع بالغاز.

10 ـ 9 أشجار تحت البحر مقابل أشجار المنصّات Subsea vs. Platform Trees

من المحتمل أحياناً عند تطوير الحقل البحري البعيد عن الشاطئ، استخدام تقنية تحت بحرية ووضع شجرة الكريسماس على قاع البحر ـ من هنا جاءت التسمية الأشجار الرطبة (wet trees). بدلاً من ذلك يمكن تشييد منصّة ووضع الأشجار على المنصّة ـ أشجار جافة (dry trees) طبعاً. هذا قرار كبير في تطوير أي حقل بحري والذي ينظر إليه أحياناً كتحليل للكلفة المادية. فإنه لتطوير صغير في مياه عميقة هو أكثر كلفة من التطوير بالنسبة إلى منصّة مضيفة أو مركب إنتاج عائم. وبالنسبة إلى عدد أكبر من الآبار، أو التطزير في مياه ضحلة، ستعزز الكلفة المنخفضة للبئر المنفردة على منصّة استخدام منصّة ثابتة. مع ذلك، ليست التكاليف المالية هي النقطة الوحيدة. تشمل النقاط الأخرى تداخلات البئر، والاحتياطي، ومنحني الإنتاج، تكاليف التشغيل، والمرونة ووقف التشغيل النهائي.

قد تكون تداخلات البئر من أجل الحماية (protection) (مثلاً، الإصلاح أو منع التآكل أو الرواسب، وصيانة منظومات الرفع الصنعي) أو من أجل الابتكار (creation) (مثلاً، إيقاف الماء، أو إضافة الرفع الصنعي). إذا كانت المنصّة مصممة بشكل مناسب، فيكون تداخل البئر من منصّة ثابتة ورخيص نسبياً. وإذا كان بالإمكان القيام بهذه التداخلات البسيطة بدون منصّة الحفر، ستُخَفض التكاليف أكثر ويتم تجنب قطع برنامج الحفر. من الناحية الأخرى، نادراً ما تكون تداخلات بئر قاع البحر سهلة أو رخيصة. فهي تتطلب تحريك منصّة حفر أو مركب متعدد الخدمات (Multipurpose Service Vessel (MSV))؛ وأي منها مكلف. ستتطلب هذه التداخلات أيضاً وقتاً طويلاً لجلب المعدّات والتخطيط. نتيجة لذلك، الميل موجود للقيام بعدد من التداخلات في البئر تحت البحري أقل من المقابل له على المنصّة. ذلك له ثلاث عواقب:

1 ـ تعزيز استخدام الآبار الذكية على الآبار تحت البحرية، كما ورد في فقرة رقم (10 ـ 7) الآبار الذكية، هي أكثر كلفة.

2 ـ نظراً إلى أن تداخلات البئر تحت البحري أقل شيوعاً، إلى حد ما، تكون بيانات البئر أو الخزّان تحت البحر مفقودة. يمكن لهذا أن يقلل من احتمال النجاح، أو زيادة كلفة التدخل. ويمكن أن تكون هذه الحلقة ذاتية التقوية.

3 ـ إن تداخلات البئر وسيلة أولية لحماية أو لزيادة الاحتياطي ومنحني

الإنتاج. يمكن لهذا أن يقود لتخفيض الاحتياطي لتطوير بئر تحت بحري مقارنة بنظيره من التطوير على منصّة.

من الصعب إجراء تحديد كمّي للتأثيرين الأخيرين. مع ذلك نورد بعض المؤشّرات:

- جَرِّب تقدير تواتر (وكلفة) تداخلات البئر من الحقول المشابهة.
- استخدم محاكيات الخزّان لتقدير قيمة التقنيات مثل إيقاف الماء.

يمكن لمحاكيات الخزّان أن تؤتمت (automate) عملية صنع القرار في خطة، ويمكن استخدام المخطوطات (scripts) لتحديد فيما إذا كان ممكناً عمل تلك التداخلات بشكل اقتصادي. لذلك يمكن إجراء التحديد الكمّي للتأثير في منحنيات الإنتاج والاحتياطي.

مع ذلك للتطويرات تحت البحرية عدة فوائد تتفوق فيها على آبار المنصّة، عندما يتطلب الأمر وضع أطوار ومراحل لتطوير لحقل.

1 ـ المنصّة، وبفضل حجمها المحدود ومتطلبات الكلفة العالية، يتوفر قبل التصديق على المشروع مستوى منخفض نسبياً من الشك بالاحتياطي والإنتاجية. يكون التطوير تحت البحري عندئذٍ أكثر مرونة بكثير، فتمرحل أطوار الآبار تحت البحرية وهندستها نمطياً لعدة سنوات، غالباً مع مواقع حفر متعددة. من ناحية أخرى إن كلفة مركب إنتاج عائم هي نمطياً أقل من المنصّة المعادلة لها. وكنتيجة يمكن التصديق على تطوير تحت بحري مع مستوى أعلى من الشك بالاحتياطي.

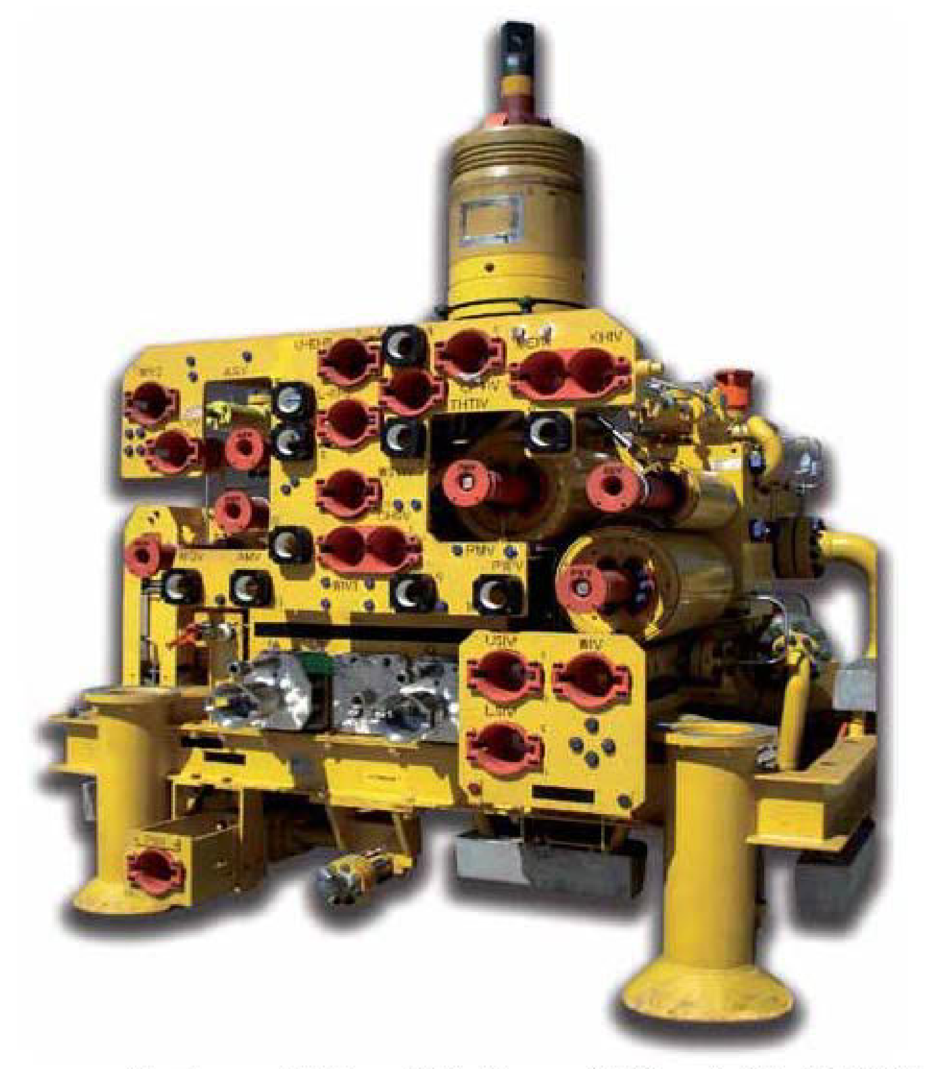
2 ـ تعطي القابلية لوضع مواقع تحت بحرية لآبار تحت بحرية بعيدة عن المنصّة المضيفة أو منشأة الإنتاج العائمة، مرونة عالية لنشاطات الحفر والبناء. مثلاً، يمكن استخدام منصّات حفر متعددة، أو الاستمرار بالحفر في موقع واحد فيما تقام البنية التحتية لتحت البحر.

3 ـ إن نسبة عالية من كلفة التطوير تحت البحري هي لأنابيب النفط، والمنظومات المتشعبة (manifolds) والآبار. يمكن لهذه أن تجرى على مراحل على امتداد عدة سنوات. سيكون لهذا التأخير في نفقات رأس المال CAPEX تأثير مفيد في القيمة الحالية ((Present Value (PV)) للمشروع.

تكون نفقات التشغيل لتطوير تحت بحري غالباً أعلى مما هو لمنصّة. فاستبدال صمّام خنق في شجرة تحت بحرية مثلاً أغلى على الأقل بقيمة مرتبة

واحدة مما سيكون لو على منصّة. وقد يتطلب تأكيد التدفق (التأكد من أن أنابيب النفط لن تسد بالرواسب والشمع. . .إلخ) طاقة أو مواد كيميائية. وغالباً ما تجعل حرارة قاع البحر الأبرد هذه المشاكل أكثر حدة (الشكل 10 ـ 32).

أخيراً، سيكون إيقاف العمل النهائي بتطوير تحت بحري مختلفاً عمّا هو لمنصّة ثابتة. وستكون إزالة منشأة إنتاج عائمة أرخص من إزالة منصّة ثابتة، لكن كلفة إيقاف العمل النهائي بالآبار والمعدّات تحت البحرية قد يكون أعلى بكثير.



الشكل (10ــ 32) : شجرة آلفية تحت بحرية (حقوق النشر لـ D. Thomas, 2006).

الفصل الحادي عشر

المنشآت السطحية

Surface Facilities

مقدّمة والتطبيق التجاري: يغطي هذا الفصل العمليات المطبقة على الموائع المنتجة على فوهة البئر كتحضير للنقل أو التخزين. نادراً ما ينتج النفط والغاز من الخزّان بنوعية صالحة للتصدير. الأكثر شيوعاً هو أن مهندس المعالجة يواجه بخليط من النفط والغاز والماء، وكذلك بحجوم صغيرة من مواد غير مرغوب بها، يتوجّب فصلها ومعالجتها للتصدير أو التخلص منها. يجب أيضاً أن تصمم منشآت معالجة النفط والغاز للتعامل مع الحجوم المنتجة التي تتغيّر كثيراً على مدى عُمْر الحقل، بينما تبقى عموماً مواصفات المُنتَج الأخير، مثلاً خام التصدير، ثابتة. يمكن أن تكون عواقب عملية معالجة سيئة، مثلاً، إنتاجية منخفضة (reduced throughput) أو تعديلات للمصنع غالية بعد بدء الإنتاج (أي تكاليف بصرف المال وخسارة بالدخل). مع ذلك، سيكون أيضاً بناء مفرط الاستطاعة (over capacity) أو مرونة معالجة غير ضرورية، مكلفة جداً.

مع أن نوع المعالجة المطلوبة يعتمد كثيراً على تركيب المائع على فوهة البئر، لكن المعدّات المستخدمة تتأثر كثيراً بالموقع، مثلاً، فيما إذا كانت المنشآت قائمة على اليابسة أو على البحر، في بيئات مدارية أو قطبية. وقد لا تتوفر ظروف عملية تسمح بإنجازها في البحر أو أنها مكلفة جداً، فتُصَدّر إلى الشاطئ حيث يمكن التعامل معها بسهولة أكثر على اليابسة.

إلى جانب تحقيق مواصفات النقل والتخزين، يجب أيضاً الأخذ بعين الاعتبار القوانين (legislation) التي تتعلق بمستوى الانبعاث إلى البيئة. ولقد

ازدادت الشروط المعيارية في معظم الدول صرامة وتحسيناً (upgrading) لكي تقلل الانبعاثات، مما قد يجعلها مكلفة أكثر حالما يبدأ الإنتاج. هذا ويتطلب أن تُركّز المهارات الهندسية على إضافة قيمة عظمى للمُنتَج بكلفة أقل، بينما يتم العمل ضمن مجموعة متجانسة من السياسات الصحية والسلامة والبيئية.

يمكن تقسيم معظم المشاريع إلى أربعة أجزاء: الآبار، ومنظومة التجميع، ومعمل المعالجة، ومنشآت التصدير. يحتاج بعض أو كل هذه المركبات لتحمل على منصّة، قد تكون موقعاً أرضياً، أو قاع البحر، أو سترة فولاذية (steel jacket) ثابتة، أو بنية عائمة. ومع أن المشاريع مميّزة غالباً بالمنصّة، يبدأ عادة تصميم المشروع ببحث العملية المطلوبة للتعامل مع موائع الخزّان. يمكن أن يأتي اختيار نوع المنصّة متأخراً جداً في تصميم المشروع وسيتأثر بشكل رئيسي بالبيئة الفيزيائية التي سيوضع بها معمل المعالجة. وضعت الفقرات التالية وهذا المنطق في الحسبان، وستناقش منشآت المعالجة أولاً، متبوعة بوصف المنصّات واختيارها.

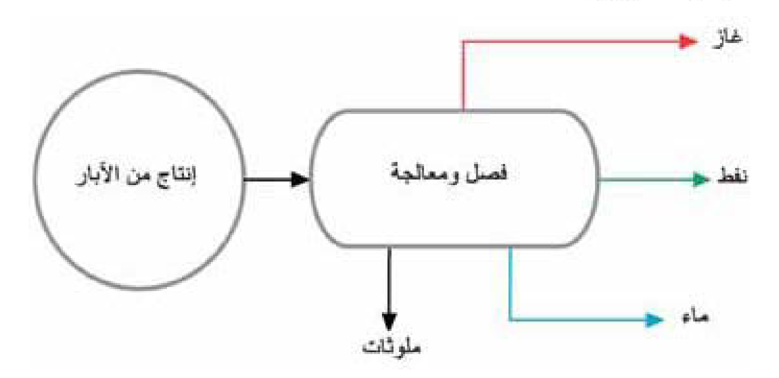
11 ـ 1 معالجة النفط والغاز Oil and gas processing

ستعالج هذه الفقرة العمليات الفيزيائية التي يجب أن يمر بها النفط والغاز (والموائع غير المطلوبة) من فوهة البئر للوصول إلى مواصفات المنتج. ستشمل هذه العمليات فصل الغاز عن المائع، وفصل المائع عن المائع، وتجفيف الغاز، ومعالجة الماء المنتج وغيرها. يهتم مهندس المعالجة، نمطياً، بتحديد تتابع العمليات المطلوبة، ويعمل بشكل كبير، بمبادئ الهندسة الكيميائية، وأغلفة طور الهيدروكربون التي نوقشت في الفقرة (6 ـ 2)، الفصل السادس. إن تصميم الأدوات اللازمة لإنجاز العمليات هو من اهتمام مهندس المنشآت (facilities engineer)، وستغطى في الفقرة (11 ـ 2).

11 ـ 1 ـ 1 تصميم المعالجة Process design

من الضروري، قبل تصميم مخطّط المعالجة، معرفة مواصفات المادة الخام الداخلة أو خام التموين (feedstock) ومواصفات المنتج النهائي (end product) المطلوب. لا يختلف تصميم المعالجة لتحويل الموائع المنتجة من فوهة البئر إلى منتجات نفط وغاز ملائمة للتفريغ أو التخزين. يجب معرفة مميّزات دفق البئر وأن تتوافق مع مواصفات المنتجات. على المستوى البسيط، صممت غالبية

منشآت المعالجة لفصل مزيج موائع فوهة البئر إلى ثلاثة جداول رئيسية هي غاز، ونفط وماء بأسرع ما يمكن (الشكل 11 ـ 1). بعد ذلك تُعالج كلٌ من هذه المسارات لإنجاز مواصفات منتج محدد بإمراره عبر عملية أو مزيد من العمليات مرتبة في سلسلة. ستوصف هذه المسارات أو جداول المعالجة بتفصيل أكبر في الفقرتين (11 ـ 1 ـ 2) و(11 ـ 1 ـ 3).



الشكل (11 ـ 1): عملية النفط والغاز تخطيطياً.

11 ـ 1 ـ 1 ـ 1 وصف موائع فوهة البئر Description of wellhead fluids

تحدد نوعية وكمية الموائع المنتجة على فوهة البئر من خلال تركيب الهيدروكربون، وميزة الخزّان وبرنامج عمل التطوير الحقلي. وفيما يفرض الاثنان الأوليان من الطبيعة، يمكن التلاعب بالأخير ضمن القيود التقنية وقيود السوق.

إن خصائص الهيدروكربون الرئيسية التي تؤثر في المعالجة هي:

- مميّزات الضغط والحجم والحرارة PVT: التي تصف فيما إذا كان دفق الإنتاج في طور الغاز أو المائع في درجة حرارة وضغط محددين.
- التركيب: الذي يصف نسب مركبات الهيدروكربون (C_1-C_{7+}) والمواد غير الهيدروكربونية (non-hydrocarbon) (مثل، النتروجين وثاني أكسيد الكربون وكبريت الهيدروجين) الموجودة.
- سلوك المستحلب (emulsion behavior): التي تصف كم ستكون الصعوبة لفصل أطوار المائع.

● اللزوجة والكثافة: التي تساعد على تحديد السهولة التي تتحرك بها الموائع في منشآت المعالجة.

إذا كان إنتاج ماء التشكّل متوقعاً فيطلب تحليل كيميائي للماء. إنه عمل جيد أن تسجل بالتفصيل الطرائق المستخدمة لأخذ العيّنات والتحليل في كل حالة بحيث يمكن تقييم شكوك القياسات.

بالإضافة إلى خصائص المائع، من المهم معرفة كيف ستتغيّر الحجوم والمعدلات (volumes and rates) على فوهة البئر خلال عُمْر البئر أو الحقل. يتطلب معرفة سيماء منحنيات الإنتاج production profiles للنفط والماء والغاز لتحديد حجم المنشآت، وتستخدم تقديرات درجة حرارة فوهة البئر والضغوط (مع الزمن) لتحديد كيف ستتغيّر ميزة دفق الإنتاج. إذا تم تخطيط دعم ضغط الخزّان، فيطلب تفصيل لعملية حقن الماء أو الغاز التي قد تظهر في النهاية في دفق البئر.

من المهم وضع مجال واقعي للشك على كل المعلومات المجهزة، وعلى مرحلة دراسة الجدوى، لأخذ كافة سيناريوهات الإنتاج في الاعتبار. تميز الخيارات المفضلة خلال مرحلة تخطيط تطوير الحقل بينما يصبح تصميم المشروع أكثر ثباتاً. يجب على المهندسين أيضاً، أثناء تصميم عملية إنتاج مستمرة، الأخذ بالاعتبار قضية بدء العملية وإنهائها، وفيما إذا كان سيطلب وقاية وإجراءات خاصة.

11 ـ 1 ـ 1 ـ 2 مواصفات المنتج Production specification

يمكن أن تحدد مواصفات المنتج النهائي من قبل الزبون (مثلاً، نوعية الغاز)، وبمتطلبات النقل (مثلاً، حماية أنبوب النفط من التآكل) أو باعتبارات التخزين (مثلاً، نقطة الصب). عادة لا تتغيّر مواصفات المنتج، وقد يُتَوقع التسليم ضمن فترة تسامح ضيّقة مع أن المواصفة قد تخضع للتفاوض مع الزبون، مثلاً في عقود الغاز.

يجب أن تتضمن المواصفات النمطية للمنتج النفط، والغاز والماء قيمة للمعاملات التالية:

النفط: ضغط البخار الحقيقي ((True Vapour Pressure (TVP))، الرسوبيات القاعدية والماء (BS&W)، درجة الحرارة، الملوحة، محتوى كبريتيد الهيدروجين.

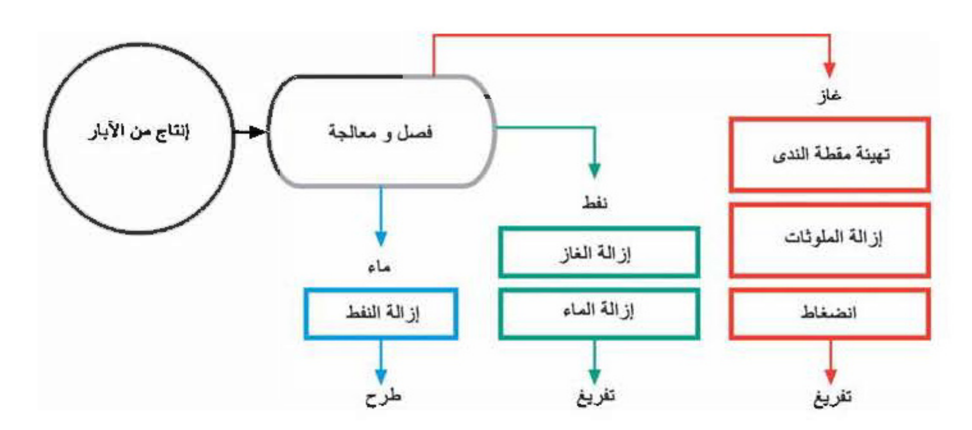
الغاز: نقطة الندى للماء والهيدروكربون، تركيب الهيدروكربون، محتوى الملوثات (contaminent)، قيم التسخين.

الماء: محتوى النفط والمواد الصلبة.

يعطي الجدول 11 ـ 1 بعض القيم الكمية لمواصفات نمطية للمنتج.

الجدول 11 ـ 1 مواصفات نمطية للمنتج

النفط	ضغط البخار الصحيح (TVP)	83kPa@15° >
	الرسوبيات القاعدية والماء (BS&W)	0.5 vol% >
	درجة الحرارة	Pour point <
	الملوحة	70 g/m^3 >
	محتوى كبريت الهيدروجين (H_2S)	70 g/m^3 >
الغاز	محتوى المائع	100mg/m^3 >
	نقطة الندى للماء في -5 °C	7Pa >
	قيمة التسخين	25MJ/m^3 <
	تركيب H_2S, N_2, CO_2	
	ضغط التسليم وحرارته	
الماء	محتوى النفط المبعثر	40ppm >
	محتوى المواد الصلبة المعلقة	50g/m^3 >



الشكل (11 ـ 2): تدفق العملية تخطيطياً.

11 ـ 1 ـ 1 ـ 3 نموذج المعالجة The process model

حالما تعرف مواصفات دفق الدخل والمنتج الأخير، يجب أن يحدد مهندس المعالجة العدد الأصغري للخطوات المطلوبة لإنجاز التحويل.

يجب الأخذ بعين الاعتبار عدداً من العوامل لكلّ خطوة من العملية:

- عائد المنتج (حجوم الغاز والموائع من كل خطوة)
- الضغط والحرارة خلال الخطوة
- طاقة الانضغاط المطلوبة (للغاز)
- معدل التدفق لقياسات المعدّات
- دلالة سيماء منحني الإنتاج المتغيّر

يصف الشكل التخطيطي خطوات المعالجة المطلوبة من أجل دفق مختلط لبئر (الشكل 11 ـ 2).

عندما يكتشف حقل نفط أو غاز، قد تكون نوعية المعلومات المتوفرة عن دفق البئر متناثرة، ويجب أن تعكس كمية المعلومات الموضوعة في تصميم المعالجة هذا. مع ذلك، تحتاج النماذج المبكرة للعملية مع تقديرات الكلفة العريضة أن تتقدم، وأن يُضيِّق كلٌ من تفاصيل التصميم وأمداء الكلفة مع تطور المشاريع خلال دراسة الجدوى، وخلال أطوار تطور الحقل (انظر الفصل الثاني عشر لوصف أطوار المشروع).

11 ـ 1 ـ 1 ـ 4 مخطّط تدفق المعالجة Process flow scheme

لإعطاء بنية ما لتصميم العملية، من المألوف تقديم معلومات وأفكار بصيغة مخطّط تدفق العملية (Process Flow Schemes (PFS)). يمكن أن تأخذ هذه عدداً من الصيغ وتُحَضَّر بمستويات مختلفة من التفاصيل. المقاربة النمطية هي في تقسيم العملية إلى تسلسل وتفاضل العملية الرئيسية من عمليتي الخدمة العامة والسلامة.

على سبيل المثال، يمكن لمخطّط تدفق عملية تركيز النفط الخام أن يحتوي على تفاصيل المعدّات، والخطوط، والصمّامات، وأجهزة التحكم ومعلومات توازن الكتلة والحرارة عندما يناسب ذلك. سيكون هذا المستوى النمطي من التفاصيل المستخدم في تعريف العملية وطور التصميم التمهيدي موصوفاً في الفصل الثالث عشر.

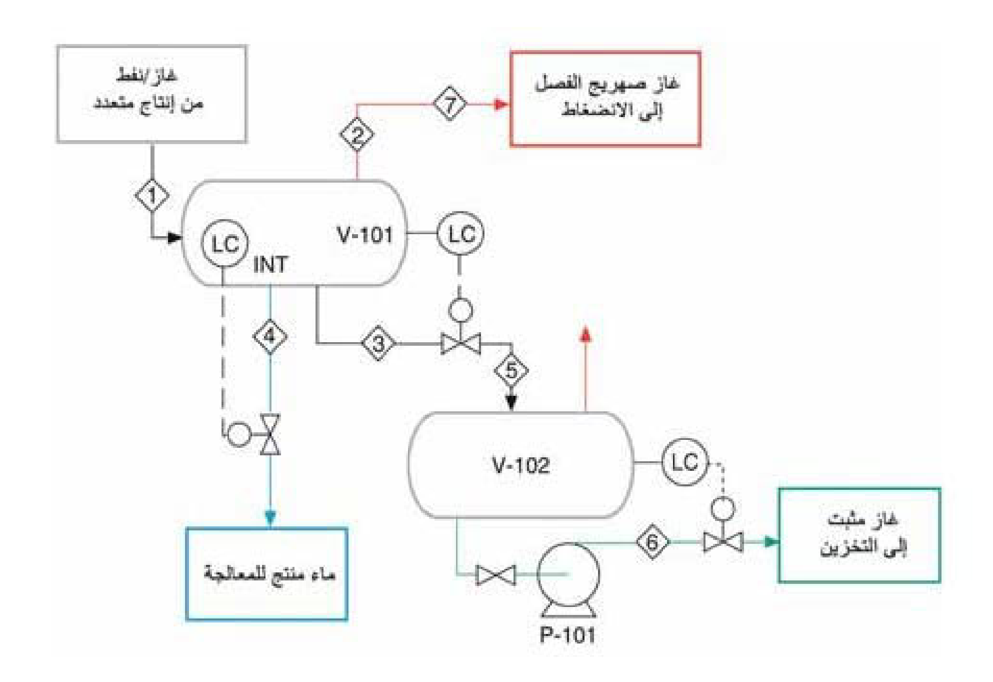
المعدّات				
	V-101 صهريج فصل إنتاج منخفض الضغط	V-102 وعاء تثبيت النفط الخام		P-101 مضخات نفط خام مثبت
ID x length(cm)	250 x 750	180 x 720	Capacity (m^3/h)	150
Volume (m^3)	39.5	19.8	Head (meters of liquid)	23
Type/Make	B.S & B	Kunzel	Type/Make	BS-50F

دفق التشغيل									
	1		2	3	4[a]	5		6	7
	بخار	مائع	بخار	مائع	مائع	بخار	مائع	مائع	بخار
tons/d	67	2840	67	2840	1996	9	2830	2820	67
kg/sec	0.8	33	0.8	33	23	0.1	33	32.5	0.8
MW or SG	44	0.9	44	0.9	1.04	44	0.9	0.9	43
Density (kg/m^3)	5.8	880	5.8	880	1035	4.1	880	875	5.6
Viscosity (mm^2/sec)	-	16	-	16	-	-	16	15	-
Pressure (bar)		2.5	2.5	2.5	2.45	1.4		0.05	2.45
Temperature (°C)	41		41	41	43	41		45	34

a: لا يوجد تدفق عادة، تصميم فقط، من أجل قياس الخط بناء على 60٪ قطفة ماء على 3000 m^3/d.

سيستخدم، نمطياً، مخطّط تدفق العملية كما هو مبيّن في الشكل (11 ـ 3) كأساس لـ:

- تحضير قوائم معدّات تمهيدية
- طلب متقدم لمعدّات طويلة الأمد
- تحضير مخطّط تمهيدي للمصنع
- دعم تقديرات الكلفة المبكرة (دقة 25 ـ 40٪)
- تحضير ورقات تصميم هندسي
- تحليل للخطر الأساسي

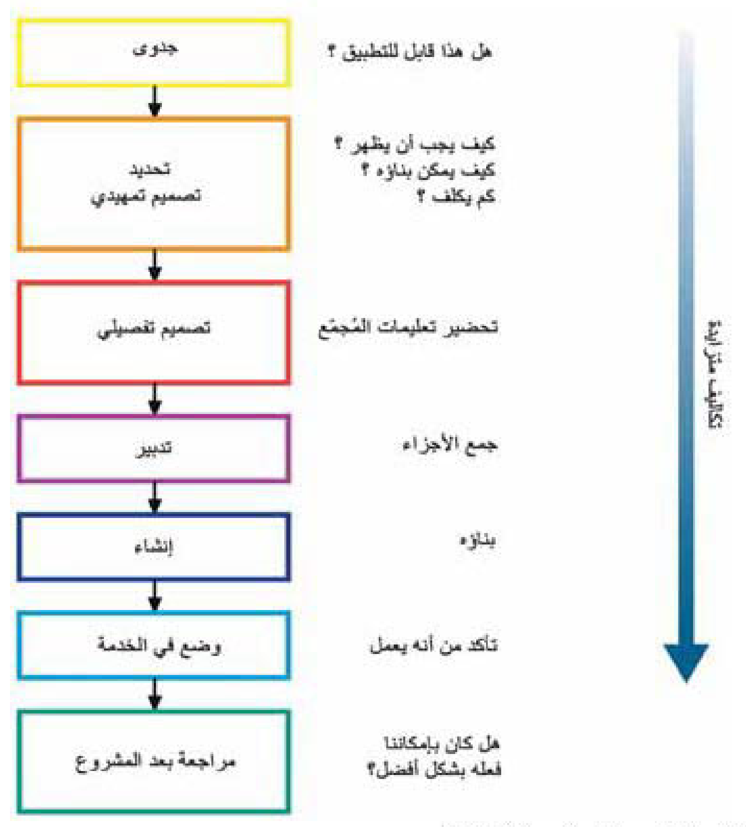


الشكل (11 ـ 3): مخطّط تدفق العملية الرئيسي (PFS).

يتطلب عمل التصميم الهندسي المُفَصّل وتحضير مخطّطات تدفق مصلحة الخدمة العامة والسلامة دخلاً من اختصاصي بفروع الهندسة مثل مهندسي المعدّات الدوّارة (rotating equipment engineers)، ومهندسي الأجهزة والتحكم (instrument and control engineers). من المألوف أن تتعاقد شركات النفط والغاز على تصميم هندسي مفصل وعلى أعمال البناء حالما تُقبل التصاميم التمهيدية. تؤشر ذلك مصلحة الخدمة العامة للمنظومات الداعمة مثل الطاقة، والأجهزة، والماء ومنظومات السلامة.

حالما يتم اختيار المركبات الرئيسية لمخطّطات تدفق العملية، ينجز مهندس المعالجة المحاكاة التمهيدية، ليرى إن كانت العملية ممكنة «على الورق». يحدد هذا النقاط التي يحتاج التدفق فيها، مثلاً، لرفع درجة الحرارة والضغط، وقطع معدّات الدرجة الثانية مثل المدافئ والمضخات التي يمكن إضافتها في الوقت المناسب. تجرى عملية المحاكاة عادة تحت مجال من شروط التشغيل من بداية دورة حياة الحقل حتى نهايتها. يجب أيضاً القيام بفحص للتأكد من أن التدفق سيبدأ ثانية بعد إغلاق المصنع.

سيناقش المخطّط الوارد في الشكل 11 ـ 4 بمزيد من التفصيل في الفصل الثالث عشر، لكنه ضُمّنَ هنا لتقديم الأطوار المختلفة للمشروع، والمستويات الموافقة من تفصيل التصميم.



الشكل (11 ـ 4) : تحديد أطوار المشروع.

11 ـ 1 ـ 1 ـ 5 وصف تركيب الهيدروكربون Describing hydrocarbon composition

من المفيد، قبل الوصف المفصل لمعالجة النفط والغاز في الفقرات التالية، النظر في كيفية وضع تقارير حجوم النفط والغاز وتراكيبها.

يمكن وصف وعاء مملوء بالهيدروكربون بعدة طرق، من القياس البسيط لأبعاد الوعاء إلى تحليل تركيبي مفصل. تحدد عادة الطريقة الأكثر ملاءمة بماذا تريد أن تفعل بالهيدروكربون. فمثلاً، إذا تم تخزين الهيدروكربون في مستودع